

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В. И. Пантелеев
« ____ » _____ 2016г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ
140211.65 – Электроснабжение

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЗАПАСНЫХ
ДЕТАЛЕЙ К ТРАКТОРАМ**

Пояснительная записка

Руководитель _____ Т. И. Танкович

Выпускник _____ Д. Н. Белоусов

Консультанты по
разделам:

Экономика _____ Т. И. Поликарпова

Безопасность и экологичность проекта _____ В. В. Храмов

Нормоконтролер _____ Т. И. Танкович

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Текст 98 с., 8 рис., 35 табл., 25 источников, 1 прил.

Объектом исследования является завод по производству запасных деталей к тракторам.

Цель работы – оптимизация параметров системы электроснабжения.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой энергосистемы, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района. Система электроснабжения предприятия должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности предприятий и изменения производственных условий.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются оптимизация параметров системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам правильного выбора напряжения внешнего электроснабжения; определение электрических нагрузок и требований бесперебойного электроснабжения; выбор рационального числа и мощности трансформаторов, рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчёт релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия; рассмотрение вопросов безопасности и экологичности проекта; экономический расчёт.

					ДП – 140211.65 ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Белоусов Д.Н.			Электроснабжение завода по производству запасных деталей к тракторам			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Танкович Т.И.								2	98
								Кафедра ЭТКиС			
Н. Контр.		Танкович Т.И.									
Утверд.		Пантелеев									

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения	7
2 Определение расчетных электрических нагрузок	9
2.1 Определение расчетных нагрузок по установленной мощности и коэффициенту спроса	9
2.2 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах	12
2.3 Определение центра электрических нагрузок	13
2.4 Определение числа и мощности трансформаторов ГПП	15
3 Выбор схемы внешнего электроснабжения завода. Техно-экономическое сравнение вариантов	18
3.1 Первый вариант внешнего электроснабжения	19
3.1.1 Капитальные затраты	19
3.1.2 Ежегодные затраты	21
3.1.3 Приведенные затраты	24
3.2 Второй вариант внешнего электроснабжения	24
3.2.1 Капитальные затраты	24
3.2.2 Ежегодные затраты	25
3.2.3 Приведенные затраты	26
4 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	28
5 Выбор компенсирующих устройств	30
5.1 Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах	30
5.2 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов	31
6 Выбор кабелей	32
7 Расчет токов короткого замыкания	33
7.1 Составление схемы замещения	33
8 Выбор оборудования	36
8.1 Выбор выключателей	36
8.1.1 Выбор выключателя на стороне 35 кВ	36
8.1.2 Выбор вводных и секционного выключателей	36
8.1.3 Выбор выключателей на отходящих от ГПП линиях	37
8.1.4 Выбор выключателей для подключения синхронных двигателей	37
8.1.5 Выбор автоматических выключателей	37
8.2 Выбор ОПН	38
8.3 Выбор предохранителей	38
8.4 Выбор разъединителей	39
8.5 Выбор изоляторов	39

8.6	Выбор измерительных трансформаторов тока.....	40
8.7	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	43
8.8	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	44
9	Молниезащита и заземление	45
9.1	Молниезащита ГПП	45
9.2	Расчёт защитного заземления ГПП	47
10	Релейная защита силового трансформатора ТМ-4000/35	50
10.1	Защита при внешних коротких замыканиях.....	52
10.2	Защита от перегрузки.....	53
10.3	Защита от внутренних повреждений в трансформаторе	53
10.4	Токовая отсечка мгновенного действия.....	54
11	Безопасность проекта.....	55
11.1	Идентификация и анализ опасных и вредных факторов, условий и причин их проявления в электроустановке ГПП.....	55
11.2	Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением при устройстве и эксплуатации подстанции	57
11.3	Средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования и шагового напряжения на подстанции	58
11.4	Микроклимат производственных помещений, жесткость погоды	59
11.5	Выделение вредных веществ	59
11.6	Шум.....	60
11.7	Пожарная безопасность при устройстве и эксплуатации подстанции	60
11.8	Расчёт освещения территории ГПП	61
12	Средства защиты применяемые в электроустановках	64
12.1	Электрозащитные средства	64
12.1.1	Основные электрозащитные средства.....	64
12.1.2	Дополнительные электрозащитные средства.....	65
12.1.3	Назначение и применение диэлектрических перчаток	65
12.1.4	Специальная диэлектрическая обувь	68
12.2	Средства защиты от электрических полей	69
12.2.1	Применение плакатов и знаков безопасности.....	70
12.3	Средства индивидуальной защиты (СИЗ).....	71
12.4	Порядок и общие правила пользования средствами защиты	71
12.4.1	Порядок хранения средств защиты	72
12.4.2	Учёт средств защиты и контроль за их состоянием	73
13	Экономическая часть	75
13.1	Смета затрат	75
13.2	Издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства	79

13.2.1 Расходы на заработную плату и страховые взносы.....	80
13.2.3 Амортизационные отчисления.....	86
13.2.4 Прочие расходы.....	87
13.3 Калькуляция себестоимости продукции.....	87
13.4 Техничко-экономические показатели системы электрообеспечения	88
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	91
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчёт токов короткого замыкания	93

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

В настоящее время энергетика обеспечивает надежное электроснабжение народного хозяйства и жилищно-бытовых нужд различных потребителей электроэнергии.

Система электроснабжения предприятий, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества в виде переменного тока при различных частотах и напряжениях, и постоянного тока.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой энергосистемы, обеспечивающей комплексное электроснабжение промышленных, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района, а также является подсистемой технологической системы производства данного предприятия, которое предъявляет определенные требования к электроснабжению. Система электроснабжения промышленного предприятия должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности предприятий и изменение производственных условий.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются оптимизация параметров системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам путем правильного определения электрических нагрузок и требований бесперебойности электроснабжения; выбора рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчет релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия; рассмотрение вопросов безопасности и экологичности проекта; экономический расчет.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения

Основной продукцией данного завода являются механизмы и машины различного назначения, которые поставляются в сельские отрасли народного хозяйства.

Все машиностроительные предприятия подразделяются на два основных вида:

1. Предприятия с полным технологическим циклом производства, т. е. имеющим собственную металлургическую базу и литейное производство;
2. Предприятия с неполным технологическим циклом, в том числе, не имеющее металлургическую базу, но имеющие литейное производство, а также предприятия не имеющие ни металлургической базы, ни литейного производства.

К последнему виду относится предлагаемый вариант завода по производству запасных деталей к тракторам. На данном заводе основную долю в балансе электропотребления 40–50 % составляет металлообработка.

Металлообрабатывающие станки являются самыми многочисленными рабочими машинами среди всех других групп промышленных машин. В эту категорию входят машины для обработки деталей, материалов и изделий методами резания, штамповки,ковки, шлифовки.

Обработка металлов на металлорежущих станках характеризуется большим разнообразием технологических процессов и режимов с присущим им неравномерностью загрузки рабочей машины и межоперационными перерывами. Данной обработке присущ значительный отход металла в стружку.

При обработке металлов давлением (ковке, горячей и холодной штамповке, прессовании, волочении, прокате, гибки) значительно снижаются отходы металла, улучшаются механические свойства обрабатываемых деталей, повышается качество обработки. Ряд изделий из металлов, пластмасс и других материалов изготавливаются только прессованием. Обработка металлов и материалов давлением производится как в горячем, так и в холодном состоянии, который наиболее экономичен.

Нагрузка механических цехов составляет 40,25% от всей нагрузки завода. Отличительной особенностью этих цехов является наличие сложных расточных и фрезерных станков, полуавтоматов и полуавтоматических линий.

В термических цехах устанавливаются печи для цементации, соляные ванны, отпускные ванны, установки токов высокой частоты для закалки деталей, вентиляторы и другое оборудование.

Для получения сжатого воздуха избыточным давлением 6-8 атмосфер и сжатия и охлаждения газов при давлении до 1000 атмосфер и выше служат компрессорные станции. Потребителями сжатого воздуха на заводе являются пневматические зажимы, подъемники, обдувы, прессы, молоты и др.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Насосные установки служат для перекачки различных жидкостей и воды на технологические и хозяйственные нужды для канализационных и промышленных стоков.

В зависимости от физических свойств перекачиваемой жидкости в насосных установках используют насосы различных типов и конструкций: центробежные, поршневые и роторные.

В целях окончательной сборки и окраски машины, как правило, устанавливаются простые станки. В этих цехах различными транспортными средствами доставляются крупные узлы и блоки, которые прошли предварительную сборку в соответствующих цехах. Из этих узлов и блоков собираются машины и механизмы в окончательном варианте, доводятся до стандартных норм и после осмотра и приемки отправляются на специальные площадки, а затем заказчикам по договорам.

По обеспечению надежности электроснабжения согласно ПУЭ электроприемники делятся на три категории:

1. Электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса.

2. Электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

3. Все остальные электроприемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий.

Питание электроприемников 1-й и 2-й категорий осуществляется от двух независимых источников питания. Электроснабжение электроприемников 3-категории осуществляется от одного источника питания.

На рассматриваемом заводе к потребителям первой категории относятся компрессорная, нагрузка 10 кВ (№ 9 на генплане) и насосная (№ 10 на генплане). Остальные цеха относятся к электроприемникам второй категории.

2 Определение расчетных электрических нагрузок

Правильное определение электрических нагрузок является основой рационального построения и эксплуатации системы электроснабжения промышленных предприятий.

Расчетной нагрузкой называют такую неизменную нагрузку, которая эквивалентна действительной неизменной нагрузке по тепловому воздействию.

Она необходима для выбора оборудования и сечения проводников по условиям нагрева длительно допустимым током.

2.1 Определение расчетных нагрузок по установленной мощности и коэффициенту спроса

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчет ведется по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Для определения расчетных нагрузок по данному методу необходимо знать установленную мощность группы электроприёмников, коэффициенты мощности и спроса данной группы, определяемые по справочным материалам.

Для расчетов на стадии проектного задания при сравнении вариантов и других ориентировочных расчетах, когда отсутствуют точные данные об электроприемниках, расчетную активную нагрузку определим по формуле, кВт

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}, \quad (2.1)$$

где K_c – коэффициент спроса;

$P_{ном}$ – суммарная номинальная мощность электроприёмников цеха, кВт;

Расчетную реактивную нагрузку определим по формуле, квар

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, который соответствует $\cos \varphi$ данной группы приемников.

Нагрузка освещенности находится по формуле, кВт

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{НОМ,О}, \quad (2.3)$$

где K_{co} – коэффициент спроса на осветительную установку;
 $P_{НОМ,О}$ – номинальная мощность осветительной установки.
 Полная расчётная мощность цеха, кВт·А;

$$S_p^{эл.приемн.} = \sqrt{(P_p^{эл.приемн.})^2 + (Q_p^{эл.приемн.})^2}. \quad (2.4)$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.1.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок завода по производству запасных деталей к тракторам

Наименование цехов	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Суммарная мощность		
	P _{ном} , кВт	K _c	cosφ	tgφ	P _p , кВт	Q _p , квар	F, м²	P _{удо} , кВт/м²	K _{co}	P _{номо} , кВт	P _{ро} , кВт	P _p +P _{ро} , кВт	Q _p +Q _{ро} , квар	S _p , кВА
Потребители энергии 0,38 кВ														
1 Механический цех	900	0,75	0,7	1,02	675,00	688,64	1185	0,017	0,85	20,15	17,13	692,13	688,64	976,35
2 Термический цех	200	0,7	0,8	0,75	140,00	105,00	1185	0,015	0,70	17,78	12,44	152,44	105,00	185,11
3 Заготовочный цех	250	0,7	0,8	0,75	175,00	131,25	1707	0,017	0,80	29,01	23,21	198,21	131,25	237,73
4 Инструментальный цех	490	0,8	0,8	0,75	392,00	294,00	1517	0,015	0,80	22,76	18,20	410,20	294,00	504,68
5 Кузнечный цех	480	0,8	0,7	1,02	384,00	391,76	727	0,014	0,80	10,18	8,14	392,14	391,76	554,30
6 Котельная	600	0,5	0,7	1,02	300,00	306,06	1067	0,014	0,70	14,93	10,45	310,45	306,06	435,95
7 Электроцех	360	0,8	0,8	0,75	288,00	216,00	1067	0,015	0,80	16,00	12,80	300,80	216,00	370,32
8 Экспериментальный цех	370	0,65	0,8	0,75	240,50	180,38	484	0,016	0,85	7,74	6,58	247,08	180,38	305,91
9 Компрессорная	60	0,8	0,8	0,75	48,00	36,00	1185	0,014	0,70	16,59	11,61	59,61	36,00	69,64
10 Насосная	600	0,5	0,7	1,02	300,00	306,06	370	0,014	0,70	5,18	3,62	303,62	306,06	431,12
11 Лаборатория	150	0,65	0,8	0,75	97,50	73,13	1214	0,017	0,80	20,63	16,51	114,01	73,13	135,44
12 Освещение территории							62492	0,00016	1,00	10,00	10,00	10,00	0,00	10,00
Итого по 0,4 кВ	4460				3040,00	2728,27					150,70	3190,70	2728,27	4198,10
Потребители энергии 10 кВ														
9 Компрессорная	800	0,8	0		640,00	0,00						640,00	0,00	640,00
Итого по 10 кВ	800				640,00	0,00						640,00	0,00	640,00
Всего	5260				3680,00	2728,27						3830,70	2728,27	4702,95

ДЛ – 140211.65 ПЗ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

11

Лист

2.2 Определение расчетной нагрузки завода с учетом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не найдены, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно, кВт, квар

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot S_p, \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 4198,1 = 83,96,$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot S_p. \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot 4198,1 = 419,81.$$

Мощность компенсирующих устройств, необходимая для установки на заводе, квар

$$Q_{KV} = Q_{p\Sigma 0,4\text{кВ}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\Sigma}, \quad (2.7)$$

где Q_{Σ} – реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой (см. задание), квар

$$Q_{KV} = 2728,27 + 419,81 - 766,14 = 2381,94.$$

Нескомпенсированная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учётом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, будет равна, квар

$$Q_{10\text{кВ}} = Q_{p\Sigma 0,4\text{кВ}} \cdot K_{pm} - Q_{KV}, \quad (2.8)$$

где K_{pm} - коэффициент разновременности максимумов.

$$Q_{10\text{кВ}} = 2728,27 \cdot 0,9 - 2381,94 = 73,5.$$

Потери активной мощности в батареях статических конденсаторов, кВт

$$\Delta P_{KV} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{KV}, \quad (2.9)$$

где $P_{\text{уд}}$ - удельные потери в БСК, кВт/кВар.

$$\Delta P_{\text{ж}} = 0,002 \cdot 2381,94 = 4,76$$

Активная суммарная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт

$$P_{10\text{кВ}} = P_{\Sigma 0,4\text{кВ}} \cdot K_{\text{рм}} + P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{цт}} + \Delta P_{\text{ж}} , \quad (2.10)$$

$$P_{10\text{кВ}} = 3680,0 \cdot 0,9 + 150,7 + 83,96 + 4,76 = 3551,43 .$$

Полная мощность на шинах 10 кВ ГПП, кВА

$$S_{\text{р}10\text{кВ}} = \sqrt{P_{10\text{кВ}}^2 + Q_{10\text{кВ}}^2} , \quad (2.11)$$

$$S_{\text{р}10\text{кВ}} = \sqrt{3551,43^2 + 73,5^2} = 3552,19 .$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяем приближенно, кВт, квар

$$\Delta P_{\text{мГПП}} = 0,02 \cdot S_{\text{р}10\text{кВ}} , \quad (2.12)$$

$$\Delta P_{\text{мГПП}} = 0,02 \cdot 3552,19 = 71,04 ,$$

$$\Delta Q_{\text{мГПП}} = 0,1 \cdot S_{\text{р}6\text{кВ}} , \quad (2.13)$$

$$\Delta Q_{\text{мГПП}} = 0,1 \cdot 3552,19 = 355,22 .$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА

$$S_{\text{рВН}} = \sqrt{(P_{10\text{кВ}} + \Delta P_{\text{мГПП}})^2 + (Q_{10\text{кВ}} + \Delta Q_{\text{мГПП}})^2} , \quad (2.14)$$

$$S_{\text{рВН}} = \sqrt{(3551,43 + 71,04)^2 + (73,5 + 355,22)^2} = 3647,75 .$$

2.3 Определение центра электрических нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это позволяет построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения; уменьшаются потери

энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения.

Главная понизительная подстанция (ГПП) является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия. Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Радиус окружности определяют по формуле, м

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot \mu}}, \quad (2.15)$$

где P_{pi} – расчетная активная нагрузка i -го цеха, кВт;

μ – масштаб для определения площади круга; принимаем $\mu = 1$, кВт/мм².

Картограмма электрических нагрузок позволяет наглядно представить распределение нагрузок по территории завода.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора α определяется из соотношения активной суммарной нагрузки цеха и осветительной нагрузки по формуле:

$$\alpha_i = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360, \quad (2.16)$$

где P_{poi} – осветительная нагрузка цеха, кВт.

Центр нагрузок предприятия можно определить по формулам, м

$$x_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.17)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.18)$$

где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го потребителя

Расчет центра нагрузок приводится в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Определение центра электрических нагрузок завода

Цех	P_p+P_{po} , кВт	P_{po} , кВт	г, мм	α , град	х, м	у, м	$(P_p+P_{po}) \cdot x$	$(P_p+P_{po}) \cdot y$
Нагрузка 0,4 кВ								
1	692,13	17,13	14,85	8,91	112,0	151,1	77518,10	104587,92
2	152,44	12,44	6,97	29,39	48,0	151,1	7317,33	23036,05
3	198,21	23,21	7,95	42,16	241,8	151,1	47922,93	29951,83
4	410,20	18,20	11,43	15,98	254,2	74,7	104283,09	30628,60
5	392,14	8,14	11,18	7,47	128,0	76,4	50194,10	29977,03
6	310,45	10,45	9,94	12,12	87,1	40,9	27043,93	12694,09
7	300,80	12,80	9,79	15,32	37,3	40,9	11229,87	12299,38
8	247,08	6,58	8,87	9,58	158,2	24,9	39092,97	6149,46
9	59,61	11,61	4,36	70,14	176,0	151,1	10492,21	9008,46
10	303,62	3,62	9,83	4,30	195,6	24,9	59375,33	7556,86
11	114,01	16,51	6,03	52,12	259,6	26,7	29590,73	3040,14
12	10,00	10,00	1,78	360,00	150,2	104,0	1502,04	1039,87
Нагрузка 10 кВ								
9	640,00		14,28		176,0	151,1	112640,00	96711,11
Всего	3830,70						578202,63	366680,81

Координаты центра нагрузок, м.

$$x_0 = \frac{578202,63}{3830,7} = 150,94,$$

$$y_0 = \frac{366680,81}{3830,7} = 95,72.$$

2.4 Определение числа и мощности трансформаторов ГПП

Номинальное напряжение – один из важнейших пространственных параметров системы электроснабжения, определяющий её размер, а, следовательно, и мощность.

Критерием выбора оптимального напряжения, как и других параметров систем электроснабжения, является сведение приведенных затрат в систему электроснабжения к минимуму, руб./год.

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение по формуле Стила, кВ

$$U_{rac} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot (P_{10кВ} + \Delta P_{мГПП})}, \quad (2.19)$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, равное 15 км (см. задание);

$P_{10\text{кВ}} + \Delta P_{\text{тГПП}}$ – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, МВт (см. раздел 2.2).

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{15 + 16 \cdot (3,55 + 0,071)} = 37,06.$$

Определив оптимальное напряжение, следует рассчитать приведенные затраты на электрические сети и подстанции при стандартных напряжениях в области полученного оптимального напряжения и выбрать стандартное напряжение, при котором приведенные затраты будут минимальными.

В приведенные затраты следует включать только составляющие, характерные для варианта напряжения, но не включать одинаковые элементы для всех напряжений.

$$110 \leq 37,06 \leq 35.$$

Для сравнения выбираем варианты $U = 37 \text{ кВ}$ и $U = 110 \text{ кВ}$.

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, МВА

$$S_m \geq \frac{S_{\text{рВН}}}{K_3 \cdot n_m}, \quad (2.20)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;
 n_m – число трансформаторов.

$$S_m = \frac{3647,75}{0,7 \cdot 2} = 2605,54.$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора $S_{\text{ст.тр}} = 4000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.
 Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_{3.\text{нр}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{n_m \cdot S_{\text{ном.т}}} \leq 0,7, \quad (2.23)$$

$$K_{з.тф} = \frac{3647,75}{2 \cdot 4000} = 0,46 < 0,7 .$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме

$$K_{з.ар} = \frac{S_{рВН}}{S_{ном.т}} \leq 1,4 , \quad (2.24)$$

$$K_{з.тф} = \frac{3647,75}{4000} = 0,91 < 1,4 .$$

Таблица 2.3 – Каталожные данные трансформаторов

Тип	S _{ном} , МВА	Напряжение обм.			Потери, кВт		u _к , % ВН-НН	К, тыс. руб.
		ВН	СН	НН	P _{xx}	P _{кз}		
ТМ-4000/35	4,0	35	-	10,5	6,3	33,5	7,5	8,7
ТМ-4000/110	4,0	121,0	-	10,5	7,3	30,7	10,5	29,9

3 Выбор схемы внешнего электроснабжения завода. Технико-экономическое сравнение вариантов

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемый завод по производству запасных деталей к тракторам относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП).

Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трансформатора напряжением 37/6,3 кВ.

Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электро-снабжения: воздушной линией 37 кВ от шин трансформатора энергосистемы (1-й вариант) и воздушной линией от шин энергосистемы 110 кВ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно вариантам представлены на рисунке 3.1. Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

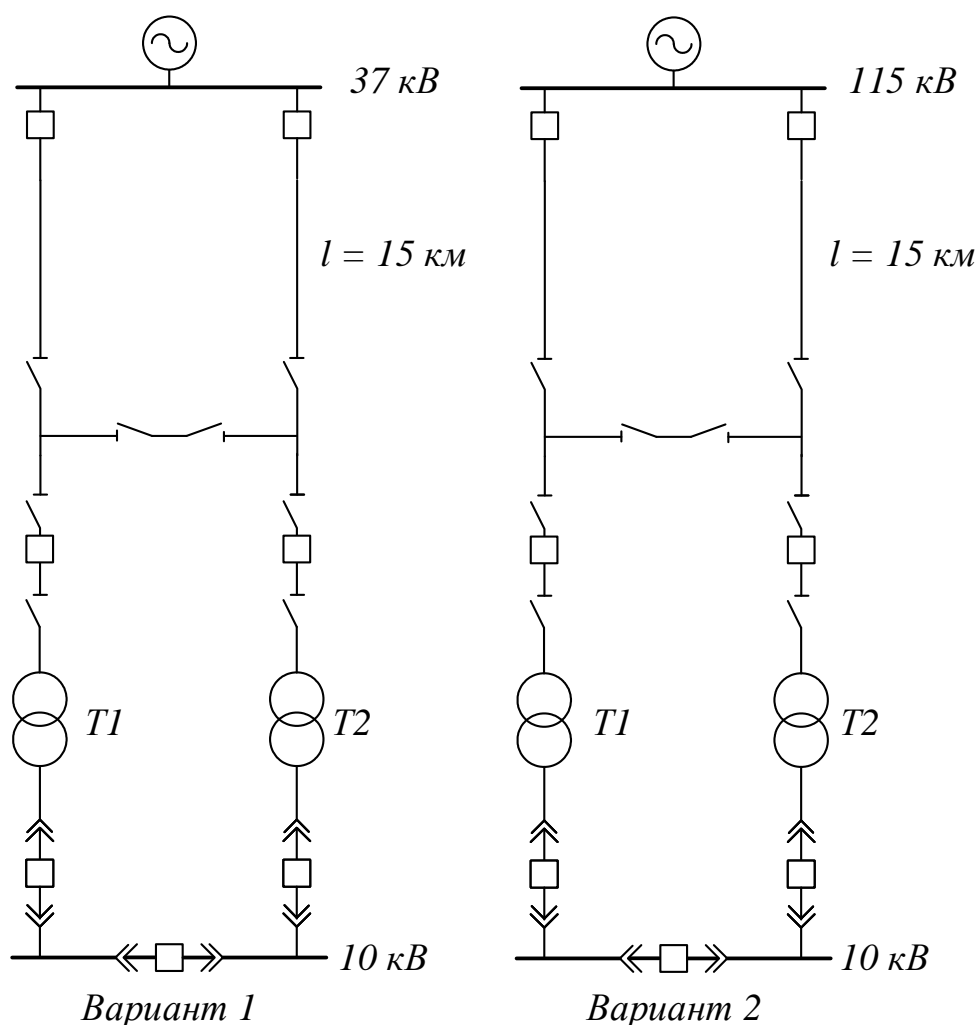


Рисунок 3.1 – Варианты схем электроснабжения

Приведенные затраты определяются по формуле, тыс. руб.

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в схему электроснабжения, тыс. руб.;
 I_{Σ} – суммарные издержки, тыс. руб./год;
 E – коэффициент экономической эффективности капитальных вложений.
 Принимается по ключевой ставке Центробанка РФ (11%).

3.1 Первый вариант внешнего электроснабжения

3.1.1 Капитальные затраты

Определяем расчетный ток воздушной линии высокого напряжения в нормальном режиме, А

$$I_p = \frac{S_{рвн}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.2)$$

где n – число цепей.

$$I_p = \frac{3647,75}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 30,09.$$

По величине расчетного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение проводов линии 35 кВ, мм²

$$S = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (3.3)$$

где $j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, выбираемое по [6] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки. При $T_{\max} = 4000$ ч [2], $j_{эк} = 1,1$ А/мм² для неизолированных алюминиевых проводников.

$$S = \frac{30,09}{1,1} = 27,35.$$

Принимаем стандартное сечение $S_{\text{станд}} = 70$ мм².

Для провода АС-70 $I_{\text{доп}} = 265$ А [2]; $I_{\text{доп}} > I_{p,ав}$

Капитальные вложения в схему электроснабжения составляют, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП}, \quad (3.4)$$

где $K_{ЛЭП}$ – капиталовложения на сооружение линии электропередачи, тыс. руб.;

$K_{ГПП}$ – капиталовложение на сооружение ГПП, тыс. руб.

$$K_{ЛЭП} = K_W + K_Q, \quad (3.5)$$

где K_W – капиталовложение на сооружение воздушной линии, тыс. руб.;

K_Q – капиталовложение в выключатели, тыс. руб.

$$K_W = K_{yo} \cdot l, \quad (3.6)$$

где K_{yo} – стоимость сооружения 1 км воздушной линии со стальными двух-цепными опорами, тыс. руб./км [2];

l – протяжённость линии (см. задание), км.

$$K_Q = n \cdot K'_Q, \quad (3.7)$$

где K'_Q – стоимость одной ячейки с выключателем, тыс. руб. [2].

Капитальные вложения в ГПП составляют, тыс. руб.

$$K_{ГПП} = K_T + K_Q, \quad (3.8)$$

где K_T – капитальные затраты в трансформаторы на ГПП, тыс. руб.

$$K_T = n \cdot K'_T, \quad (3.9)$$

где K'_T – стоимость одного трансформатора (см. таблицу 2.3), тыс. руб.

Расчёт капиталовложений в систему электроснабжения по первому варианту сравнения с учётом территориального коэффициента и коэффициента удорожания цен с 1985 г на 2015 г представлен в таблице 3.1. В расчётах приняты – коэффициент удорожания капитальных вложений – 196,6, территориальный коэффициент – 1,4.

Таблица 3.1 – Расчёт капиталовложений по первому варианту

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт., длина линии, км	Стоимость единицы в ценах 1984 г., тыс. руб.	Общая стоимость в ценах 1984 г., тыс. руб.	Общая стоимость с учётом территориального коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учётом изменения цен, тыс. руб.
Линия АС-70 на стальных двух-цепных опорах	15,0	24,2	363,00	508,20	99912,12
Выключатель ВБЭК-35-25/630 УХЛ1	2	17,0	34,00	47,60	9358,16
Итого по ЛЭП					109270,28
Трансформатор ТМ-4000/35	2	8,7	17,40	24,36	4789,18
Выключатель ВБЭК-35-25/630 УХЛ1	2	17,5	34,00	47,60	9358,16
Итого по ГПП					14147,34
Всего капиталовложений					123417,62

3.1.2 Ежегодные затраты

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АС}} + I_{\text{ОС}} + I_{\text{ПЭС}}, \quad (3.10)$$

где $I_{\text{АС}}$ – суммарные издержки на амортизационные отчисления, тыс. р.;

$I_{\text{ОС}}$ – суммарные издержки на обслуживание объекта, тыс. руб.;

$I_{\text{ПЭС}}$ – суммарные издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.

Величину амортизационных отчислений определяют в процентах от капитальных затрат по элементам схемы внешнего электроснабжения, тыс. руб.

Затраты на амортизацию, тыс. руб.

$$I_{\text{а}} = N_{\text{а}} \cdot K, \quad (3.11)$$

где $N_{\text{а}}$ – норма амортизации.

Затраты на обслуживание [1, табл.6.2], тыс. руб.

$$I_{\text{о}} = N_{\text{о}} \cdot K. \quad (3.12)$$

Расчёт издержек на амортизационные отчисления и обслуживание оборудования выполним в табличной форме и представим в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт ежегодных издержек по первому варианту

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Норма обслуживания, %	Расчётная величина, тыс. руб.
Линия	99912,12	6,0		6694,11
Выключатель Q1	9358,16	6,0		627,00
Трансформатор	4789,18	6,0		320,87
Выключатель Q2	9358,16	6,0		627,00
Итого затраты на амортизацию				8268,98
Линия	99912,12		0,4	399,65
Выключатель Q1	9358,16		3	280,74
Трансформатор	4789,18		3	143,68
Выключатель Q2	9358,16		3	280,74
Итого затраты на обслуживание				1104,81
Итого издержек				9373,79

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии равны

$$I_{\Pi \Sigma} = \beta' \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (3.13)$$

где β – ставка по одноставочному тарифу для 35 кВ, руб.;

$\Delta \mathcal{E}$ – годовые потери электроэнергии, кВт·ч/год.

Потери электроэнергии находим из выражения, кВт·ч/год

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} + \Delta \mathcal{E}_T, \quad (3.14)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}}$, $\Delta \mathcal{E}_T$ - потери электроэнергии в линии и трансформаторах соответственно, кВт·ч.

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = \Delta P \cdot \tau, \quad (3.15)$$

где ΔP – потери мощности в элементе системы электроснабжения, кВт;

τ – время максимальных потерь, ч.

Потери мощности в воздушной линии определяются по формуле, кВт

$$\Delta P = \frac{(S_{\text{рВН}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (3.16)$$

где r_0 – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км, [2];
 l – длина воздушной линии, км;
 n – количество цепей.

$$\Delta P = \frac{3,648^2}{35^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 15}{2} \cdot 10^3 = 34,87 .$$

Время максимальных потерь определяется по формуле, ч

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{зод}} \quad (3.17)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,29 ,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 34,87 \cdot 2405,29 = 83872,31 .$$

Потери электроэнергии в трансформаторах равны, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_m = n_m \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n_m} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_{pBH}}{S_{\text{ном.т}}} \right)^2 \cdot \tau , \quad (3.18)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт (см. таблицу 2.3);
 ΔP_{K3} – потери короткого замыкания трансформатора, кВт (см. таблицу 2.3).

$$\Delta \mathcal{E}_m = 2 \cdot 6,3 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{3647,75}{4000} \right)^2 \cdot 2405,29 = 143881,21 ,$$

$$\Delta \mathcal{E} = 83872,31 + 143881,21 = 227753,52 .$$

Ставка по одноставочному тарифу для 35 кВ составляет 2,58891 руб./кВт·ч без НДС, тогда с учётом НДС ставка составит, руб./кВт·ч

$$\beta = 2,58891 \cdot 1,18 = 3,055 .$$

Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.

$$I_{\text{ИЭ}\Sigma} = 3,055 \cdot 227753,52 \cdot 10^{-3} = 695,77 .$$

Таким образом, суммарные издержки равны, тыс. руб.

$$I_{\Sigma} = 9373,79 + 695,77 = 10069,56.$$

3.1.3 Приведенные затраты

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.

$$З = 0,11 \cdot 123417,62 + 10069,56 = 23645,5.$$

3.2 Второй вариант внешнего электроснабжения

3.2.1 Капитальные затраты

Определяем расчетный ток воздушной линии высокого напряжения в нормальном режиме, А

$$I_p = \frac{3647,75}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 9,57.$$

По величине расчётного тока и экономической плотности тока рассчитаем нестандартное сечение проводов линии 110 кВ, мм²

$$S = \frac{9,57}{1,1} = 8,7.$$

Принимаем минимально допустимое для 110 кВ стандартное сечение $S_{\text{станд}} = 70 \text{ мм}^2$.

Капиталовложения в схему электроснабжения по второму варианту представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт капиталовложений по второму варианту

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт., длина линии, км	Стоимость единицы в ценах 1984 г., тыс. руб.	Общая стоимость в ценах 1984 г., тыс. руб.	Общая стоимость с учётом территориального коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учётом изменения цен, тыс. руб.
Линия АС-70 на стальных двух-цепных опорах	15,0	29,2	438,00	613,20	120555,12
Выключатель ВБЭК-110-25/630 УХЛ1	2	33,06	66,12	92,57	18198,87

Продолжение таблицы 3.3

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт., длина линии, км	Стоимость единицы в ценах 1984 г., тыс. руб.	Общая стоимость в ценах 1984 г., тыс. руб.	Общая стоимость с учётом территориального коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учётом изменения цен, тыс. руб.
Итого по ЛЭП					138753,99
Трансформатор ТМ-4000/110	2	29,9	59,80	83,72	16459,35
Выключатель ВБЭК-110-25/630 УХЛ1	2	33,06	66,12	92,57	18198,87
Итого по ГПП					34658,22
Всего капитало-вложений					173412,21

3.2.2 Ежегодные затраты

Расчёт издержек на амортизационные отчисления и обслуживание оборудования по второму варианту выполним в табличной форме и представим в таблицах 3.5 и 3.6.

Таблица 3.4 – Расчёт ежегодных издержек по второму варианту

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Норма обслуживания, %	Расчётная величина, тыс. руб.
Линия	120555,12	6,0		8077,19
Выключатель Q1	18198,87	6,0		1219,32
Трансформатор	16459,35	6,0		1102,78
Выключатель Q2	18198,87	6,0		1219,32
Итого затраты на амортизацию				11618,62
Линия	120555,12		0,4	482,22
Выключатель Q1	18198,87		3	545,97
Трансформатор	16459,35		3	493,78
Выключатель Q2	18198,87		3	545,97
Итого затраты на обслуживание				2067,93
Итого издержек				13686,55

Потери мощности в кабельной линии, кВт

$$\Delta P = \frac{3,648^2}{110^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 15}{2} \cdot 10^3 = 3,53,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 3,53 \cdot 2405,29 = 8490,67.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч

$$\Delta \mathcal{E}_m = 2 \cdot 7,3 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 30,7 \cdot \left(\frac{3647,75}{4000} \right)^2 \cdot 2405,29 = 158600,78,$$

$$\Delta \mathcal{E} = 8490,67 + 158600,78 = 167091,45.$$

Плата за потреблённую электроэнергию первой ценовой категории для 110 кВ составляет 2,42599 руб./кВт·ч без НДС, тогда с учётом НДС ставка составит, руб./кВт·ч.

$$\beta = 2,42599 \cdot 1,18 = 2,863.$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии равны, тыс. руб.

$$I_{\text{ПЭС}} = 2,863 \cdot 167091,45 \cdot 10^{-3} = 478,33.$$

Таким образом, суммарные издержки по второму варианту электро-снабжения равны, тыс. руб.

$$I_{\Sigma} = 13686,55 + 478,33 = 14382,32.$$

3.2.3 Приведенные затраты

Приведенные затраты по второму варианту, тыс. руб.

$$З = 0,11 \cdot 173412,21 + 14382,32 = 33457,66.$$

Таблица 3.5 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения предприятия

Вариант	Капитальные затраты, тыс. руб.	Ежегодные расходы, тыс. руб./год			Приведенные затраты, тыс. руб./год
		И _а	И _о	И _{пэ}	
1	123417,62	8268,98	1104,81	695,77	23645,5
2	173412,21	11618,62	2067,93	478,33	33457,66

Вывод – По приведенным затратам видно, что приведенные затраты по первому варианту ниже на 29,33%, чем по второму, потому принимаем напряжение внешнего электроснабжения 35 кВ.

4 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Двухтрансформаторные подстанции рекомендуется применять в следующих случаях: при преобладании потребителей 1 категории; для сосредоточенной цеховой нагрузки; для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности нагрузки, $\text{kB}\cdot\text{A}/\text{m}^2$

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F}, \quad (4.1)$$

где S_p – расчетная нагрузка цеха, kBA ;
 F – площадь цеха, m^2 .

При $\sigma_n < 0,2$ применяют трансформаторы мощностью до 1000 kBA .

При $0,2 < \sigma_n < 0,3$ применяют трансформаторы мощностью 1600 kBA .

При $\sigma_n > 0,3$ применяют трансформаторы мощностью 1600-2500 kBA .

Исходя из картограммы нагрузок (см. графическую часть, лист 1) и пункта 2 цеховые трансформаторы устанавливаем в цехах 1, 2, 3, 4, 5, 7 и 8. В цехах 6, 9, 10, 11, 12, 13, 14 и 15 устанавливаем низковольтные РП, т.к. силовая нагрузка в них мала по сравнению с другими цехами.

Результаты расчета удельной плотности представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Плотность нагрузки по цехам

Цех	1	4	5	10
$\sigma, \text{kB}\cdot\text{A}/\text{m}^2$	0,82	0,33	0,76	1,17

Минимальное число цеховых трансформаторов для питания технологически связанных нагрузок определяется по формуле, шт.

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{НОМ}}} + \Delta N, \quad (4.2)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (при преобладании нагрузок первой категории для двухтрансформаторных ТП $K_3=0,65-0,7$; при преобладании нагрузок 2-й категории $K_3=0,7-0,8$; при преобладании нагрузок 3-й категории $K_3=0,9$);

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Оптимальное число трансформаторов, шт.

$$N_{\text{ОПТ}} = N_{\min} + m, \quad (4.3)$$

где m - дополнительные трансформаторы

Результаты выбора цеховых трансформаторов сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор цеховых трансформаторов

Номер ТП	Пункт питания	Потребители э/э	P_p , кВт	$S_{\text{ном.т.}}$, кВ·А	K_3	$N_{\text{минрасч}}$	N_{min}	$N_{\text{опт}}$
1	1	1,2,3,9	1102,40	1000	0,8	1,38	2	2
2	4	4,11	524,21	400	0,8	1,64	2	2
3	5	5,6,7	1003,39	630	0,8	1,99	2	2
4	10	8,10	550,70	400	0,7	1,97	2	2

5 Выбор компенсирующих устройств

Одним из основных вопросов, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, является вопрос о компенсации реактивной мощности.

Передача значительного количества реактивной мощности из энергосистемы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электроэнергии непосредственно в сетях промышленных предприятий является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок предприятий.

5.1 Выбор числа и мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяют по формуле, квар

$$Q_{MAX.T} = \sqrt{(N_{OIT} \cdot K_3 \cdot S_{НОМ.T})^2 - (P_p + P_{op})_{цеха}^2} \quad (5.1)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит, квар

$$Q_{НК1} = Q_{рцеха} - Q_{MAX.T} \quad (5.2)$$

Дополнительная мощность $Q_{НК2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар

$$Q_{НК2} = Q_{рцеха} - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{OIT} \cdot S_{НОМ.T}, \quad (5.3)$$

где γ - расчетный коэффициент, зависящий от коэффициента удельных потерь K_{p1} , который принимается по [1].

Суммарная мощность НБК цеха составляет, квар

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2} \quad (5.4)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 5.1.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Таблица 5.1 – Выбор мощности низковольтных конденсаторных батарей

Номер ТП	Q _Р , квар	Q _{МАХ.Т} , квар	Q _{НК1} , квар	Q _{НК2} , квар	Q _{НК,расч.} , квар	Q _{НК.факт.} , квар	Количество и тип НБК
1	960,89	1159,62	-198,73	-339,11	0,00	0	-
2	367,13	367,16	-0,03	-152,88	0,00	0	-
3	913,82	96,24	817,58	-722,76	817,58	804	2×УКМ 58-04-402-67 УЗ
4	486,44	101,63	384,80	-418,37	384,80	400	2×УКМ 58-04-200-33,3 УЗ
Итого	2728,27				1202,38	1204	

5.2 Выбор высоковольтных батарей конденсаторов

Суммарная расчетная мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК) для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности, квар

$$Q_{БК} = Q_{р\Sigma} + \Delta Q_{ит} + \Delta Q_{тТП} - Q_{нкф} - Q_{сД} - Q_{\Sigma}, \quad (5.5)$$

где $\Delta Q_{ит}$ – суммарные реактивные потери в цеховых трансформаторах, квар;
 $Q_{нкф}$ – реактивная мощность низковольтных конденсаторных батарей (см. таблицу 5.1), квар.

Суммарные реактивные потери в трансформаторах в зависимости от мощности трансформатора и его коэффициента загрузки выбираем по [1], квар

$$\Delta Q_{ит} = 2 \cdot 49 + 2 \cdot 20 + 2 \cdot 33 + 2 \cdot 18 = 240.$$

Реактивная мощность синхронных двигателей

$$Q_{сД} = P_{нсД} \cdot \kappa_{зсД} \cdot tg\varphi_i, \quad (5.6)$$

$$Q_{сД} = 800 \cdot 0,7 \cdot 0,75 = 420.$$

Суммарная расчетная мощность ВБК для всего завода, квар

$$Q_{БК} = 2728,27 + 240 + 355,22 - 1204 - 420 - 766,14 = 933,35.$$

Устанавливаем две конденсаторные установки типа УКЛ 56-10,5-900 УЗ. Фактическая мощность ВБК, квар

$$Q_{факт} = n \cdot Q_{ВБК}, \quad (5.7)$$

$$Q_{факт} = 2 \cdot 900 = 1800.$$

6 Выбор кабелей

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме. Расчетный ток линии находим по формуле (3.3), расчетное сечение по формуле (3.4). Пример расчетов представлен в разделе 3.2.1.

Выбираем кабель марки ПвП с медными жилами, изоляцией жил из сшитого полиэтилена.

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор кабелей для схемы внутреннего электроснабжения

ТП	$S_p, \text{кВА}$	Число кабелей	$I_p, \text{А}$	$F_{\text{расч}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{ст}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
ГПП - ТП-1	2000,00	2	57,74	41,24	35	150
ГПП - ТП-2	800,00	2	23,09	16,50	16	95
ГПП - ТП-3	1260,00	2	36,37	25,98	25	120
ГПП - ТП-4	800,00	2	23,09	16,50	16	95
ГПП - РП-1	640,00	2	18,48	13,20	16	95

7 Расчет токов короткого замыкания

В электроустановках могут возникать различные виды коротких замыканий, которые сопровождаются резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системе электроснабжения, должно быть устойчивое к токам короткого замыкания и выбирается с учетом величин этих токов.

В современных электросистемах расчет токов короткого замыкания с учетом всех действительных условий очень сложен. Для выбора токоведущих частей и аппаратов достаточно приближённого определения токов КЗ, т.к. интервалы между значениями параметров, характеризующих различные типы аппаратов велики.

На практике расчет токов КЗ проводят с рядом допущений.

1. Отсутствие насыщения магнитных систем.
2. Сохранение симметрии трёхфазной системы до момента возникновения КЗ.
3. Пренебрежение токами намагничивания в трансформаторах.
4. Пренебрежение ёмкостными проводимостями.
5. Приближенный учет нагрузок.
6. Пренебрежение влияния ёмкостных сопротивлений элементов расчётной схемы на периодическую составляющую тока КЗ, если суммарное активное сопротивление схемы до точки КЗ не превышает 30 – 35% суммарного индуктивного сопротивления.

7.1 Составление схемы замещения

Для расчёта токов КЗ составляется расчётная схема, соответствующая нормальному режиму работы систем электроснабжения. В расчётную схему должны быть введены сверхпереходными сопротивлениями все генераторы, крупные синхронные и асинхронные двигатели, а также трансформаторы, воздушные и кабельные линии, которые связывают источники с местом КЗ.

В схему замещения вводим сверхпереходными сопротивлениями все трансформаторы, воздушные и кабельные линии, которые связывают источники с местом КЗ.

Расчетная схема для расчета токов короткого замыкания представлена на рисунке 7.1.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [11], при базисных условиях.

$$S_{\phi} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

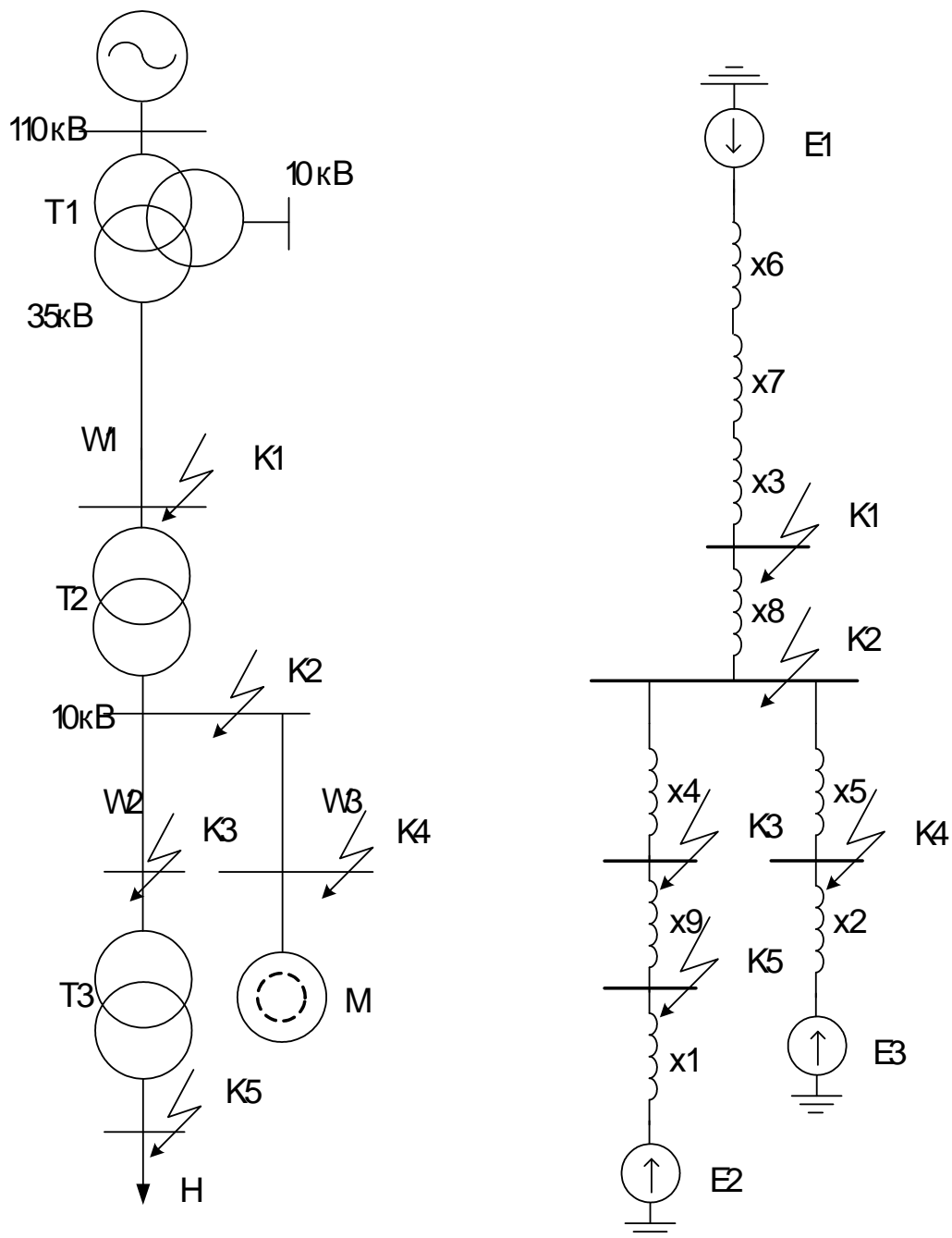


Рисунок 7.1 – Схема для расчетов токов КЗ

Базисные напряжения, кВ

$$U_{\delta 1} = 37 ,$$

$$U_{\delta 2} = 10,5 ,$$

$$U_{\delta 3} = 0,4 .$$

Базисные токи, кА

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (7.1)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 ,$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 ,$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,338 .$$

Вычисление режимных и системных параметров, а так же расчёт токов КЗ выполнен в программе MathCad и представлен в ПРИЛОЖЕНИИ А.

Результаты расчета приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U _Б , кВ	I _Б , кА	I _{КЗ} , кА	i _{уд} , кА
К1	37	1,56	1,9	5,33
К2	10,5	5,499	2,41	6,78
К3	10,5	5,499	2,86	8,06
К4	10,5	5,499	2,4	6,76
К5	0,4	144,34	31,93	89,93

8 Выбор оборудования

8.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

8.1.1 Выбор выключателя на стороне 35 кВ

На стороне 35 кВ выбираем элегазовый выключатель ВБЭК-35-25/630 УХЛ1 [2].

Рабочий ток, протекающий через выключатель, определён в разделе 3.

Таблица 8.1 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	35	35
$I_{кз} \leq I_{откл.}, \text{ кА}$	1,9	25
$i_{уд.} \leq I_{мах.доп.}, \text{ кА}$	5,33	63
$I_p \leq I_{ном}, \text{ А}$	30,09	630

8.1.2 Выбор вводных и секционного выключателей

На шинах 10,5 кВ и секционный выключатель выбираем ячейки комплектных распределительных устройств серии КРУ-2-10 с вакуумным выключателем ВВ/TEL-10-12,5/630У2 [7].

Данные камеры предназначены для комплектования распределительных устройств напряжением 6–10 кВ переменного трехфазного тока частотой 50 Гц систем с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью.

Рабочий ток, протекающий через выключатель, определим по формуле (3.2), А

$$I_p = \frac{3647,75}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 105,3.$$

Таблица 8.2 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	10	10
$I_{кз} \leq I_{откл.}, \text{ кА}$	2,41	12,5

$i_{уд.} \leq I_{\max. доп.}, \text{ кА}$	6,78	32
$I_p. \leq I_{ном}, \text{ А}$	105,3	630

8.1.3 Выбор выключателей на отходящих от ГПП линиях

Выбираем ячейки комплектных распределительных устройств серии КРУ-2-10 с вакуумными выключателями ВВ/TEL-10-12,5/400У2. Рабочий ток определён в разделе 6, максимальный рабочий ток протекает по линии ГПП – ТП-1.

Таблица 8.3 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$	10	10
$I_{кз} \leq I_{откл.}$	2,86	12,5
$i_{уд.} \leq I_{\max. доп.}$	8,06	32
$I_p. \leq I_{ном}$	57,74	400

8.1.4 Выбор выключателей для подключения синхронных двигателей

В распределительном пункте РП-1 для подключения синхронных двигателей выбираем ячейку КРУ с выключателем ВВ/TEL-10-12,5/400У2 [7]. Рабочий ток, протекающий по линии ГПП – РП-1 рассчитан в разделе 6.

Таблица 8.4 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$	10	10
$I_{кз} \leq I_{откл.}$	2,4	12,5
$i_{уд.} \leq I_{\max. доп.}$	6,76	32
$I_p. \leq I_{ном}$	18,48	400

8.1.5 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

Условия выбора:

1. По напряжению установки $U_{уст.} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$
2. По току отключения – $I_{п.о} \leq I_{откл. п.}, \text{ А.}$
3. По конструкции и роду установки.

Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

По таблице 6.9 [2] выбираем автоматический выключатель типа ЭО6С серии «Электрон».

$$1. U_{уст.} = U_{ном} = 0,4 \text{ кВ.}$$

$$2. I_{п.о} = 31,93 \text{ А} < I_{откл.п} = 40000 \text{ А.}$$

3. Автоматический выключатель предназначен для внутренней установки

8.2 Выбор ОПН

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливают ограничители перенапряжений типа: ОПН-35, ОПН-10.

Выбираем для защиты на высокой стороне ОПН/TEL-35/40,5-550 УХЛ1, на низкой - ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2.

Таблица 8.5 – Каталожные данные ОПН

Тип	$U_{ном},$ кВ	Наибольшее $U_{доп},$ кВ	Номинальный разрядный ток, кА
ОПН/TEL-35/40,5-550 УХЛ1	35	40,5	10
ОПН-РТ/TEL-10/10,5 УХЛ2	10	12,5	10

8.3 Выбор предохранителей

Предохранителем называется аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

Условия выбора:

$$1. \text{ По напряжению установки } U_{уст.} \leq U_{ном}, \text{ кВ.}$$

2. По конструкции и роду установки.

3. По току отключения – $I_{п.о} \leq I_{откл.п}$, А.

По [2], выбираем предохранители ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ.

1. $U_{уст} = U_{ном} = 10$ кВ.

2. Предохранитель предназначен для силовых трансформаторов внутренней установки.

3. $I_{п.о} = 2860$ А < $I_{откл.п} = 12500$ А

8.4 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания видимого разрыва в электрической цепи без нагрузки (предварительно выключенной выключателем).

Выбор и проверка разъединителя производится аналогично выключателю, но без учета отключаемого тока.

Выбираем разъединители на стороне 35 кВ РНДЗ-1-35/1000У1 [5]; на стороне 10 кВ РВФ-10/400 ПУЗ [2].

Проверка условий выбора разъединителей приведена в таблицах 8.6 и 8.7.

Таблица 8.6 – Проверка условий выбора разъединителя РНДЗ-1-35/1000У1

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$, кВ	35	35
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$, А	30,09	1000
$i_y \leq i_{пр.скв}$, кА	1,9	63

Таблица 8.7 – Проверка условий выбора разъединителя РВФ-10/400 ПУЗ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст.} \leq U_{ном}$, кВ	10	10
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$, А	105,3	400
$i_y \leq i_{пр.скв}$, кА	6,78	52

8.5 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст.} = 10,5$ кВ = $U_{ном} = 10,5$ кВ.

2. По допускаемой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$, Н.

По таблице [2] выбираем изоляторы ИП-10/400-375-11 УХЛ1.

Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (8.1)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 700 = 420.$$

Расчётная сила, действующая на изолятор, Н

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (8.2)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{6780^2}{1} \cdot 2,5 \cdot 10^{-7} = 31,73.$$

Условие 2 соблюдается, изолятор выбран правильно.

8.6 Выбор измерительных трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока (ТА) производится по следующим условиям:

1. По напряжению электроустановки, кВ

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (8.3)$$

2. По рабочему току, А

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{1ном}}, \quad (8.4)$$

где $I_{\text{1ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

3. По конструкции и классу точности.

4. По электродинамической стойкости, кА

$$i_{\text{уд}} \leq k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{1ном}}, \quad (8.5)$$

где $k_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической устойчивости.

5. По термической стойкости, кА²·с

$$B_k \leq t_m \cdot (k_m \cdot I_{\text{1ном}})^2, \quad (8.6)$$

где $k_{\text{т}}$ – кратность термической устойчивости (справочные данные);

$t_{\text{т}}$ – время протекания тока термической устойчивости, с;

B_k – расчётный импульс квадратичного тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

6. По соответствию классу точности

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (8.7)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом.

Индуктивное сопротивление вторичных цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (8.8)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление измерительных проводов, Ом;

r_k – переходное сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление приборов определяется по формуле, Ом

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (8.9)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность потребляемая приборами, В·А;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток приборов, А.

Переходное сопротивление контактов r_k принимает следующие значения:

$r_k = 0,05$ Ом – при малом количестве приборов;

$r_k = 0,1$ Ом – при большом количестве приборов.

Зная $Z_{\text{ном}}$ определяют допустимое сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$ по формуле, Ом

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k. \quad (8.10)$$

По значению сопротивления проводов определяют площадь сечения соединительных проводов по формуле, мм^2

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (8.11)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния l от трансформатора тока до приборов, м.

– при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$;

– при включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$;

– при включении в одну фазу $l_{расч} = 2 \cdot l$.

Провода с медными жилами ($\rho=0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho=0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$).

По условию механической прочности полученное расчётное сечение не должно быть менее $4,0 \text{ мм}^2$ для проводов с алюминиевыми жилами и $2,5 \text{ мм}^2$ для проводов с медными жилами. Провода с площадью сечения более 6 мм^2 обычно не применяются.

Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчёты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1, для включения указывающих приборов - не ниже 3, для релейной защиты - класса 10(P).

Сопротивление приборов наиболее загруженного ТТ фазы А, Ом

$$r_{приб} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22.$$

Таблица 8.8 – Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э350	1,5	0,5	–	–
Счетчик активной энергии	Энергомера СЕ 303	0,5S	2,5	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	Энергомера СЕ 303	0,5	2,5	2,5	2,5
Итого		–	5,5	5,0	5,0

$$r_{пр} = 0,5 - 0,22 - 0,05 = 0,23.$$

Тогда сечение соединительных проводов, мм^2

$$q = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,23} = 0,74.$$

Принимаем контрольный кабель АКВРГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$. Зная сечение определяем реальное сопротивление проводов, Ом

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 6}{2,5} = 0,068.$$

Следовательно, истинная вторичная нагрузка ТТ будет равна, Ом

$$Z_2 = 0,22 + 0,6 + 0,068 = 0,34.$$

По [2] выбираем трансформаторы тока

Таблица 8.9 – Каталожные данные трансформаторов тока

Тип	$U_{\text{ном}},$ кВ	$U_{\text{ном. раб.}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	
			первичный	вторичный
ТФЗМ-35 Б-1	35	35	250	5
ТПЛК10 УЗ	10	10	600	5

8.7 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Условия выбора:

1. По напряжению установки $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}},$ кВ.

2. По вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2\text{ном}},$ ВА.

Выбираем трансформатор НАМИ–10 У2, имеющий номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 100 В·А.

Таблица 8.10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{\text{обм}},$ ВА	$n_{\text{обм}}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{\text{приб}}$	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2,0	–
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	–
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10,0	–
Счетчик активной энергии	Энергомера СЕ 303	2	2	0,38	0,925	1	4,0	–
Ваттметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	10
Частотомер	Э-371	3	1	1	0	1	3,0	–
Итого							40	10

Определим мощность приборов, подключаемых к ТН, ВА

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (8.12)$$

$$S_2 = \sqrt{40^2 + 10^2} = 41,23.$$

Таким образом, $S_2 = 41,23 < 100$ В·А, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях выполнены по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – обогрев шкафов релейной защиты, шкафов КРУН, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 160 кВт·А [1].

Таблица 8.11 – Нагрузка собственных нужд

Электроприемник	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев шкафов релейной защиты	0,5	15	7,5
Обогрев шкафов КРУ	0,6	15	8,0
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Оперативные цепи	1,8	1	1,8
Итого			28,2

С учетом коэффициента спроса 0,7 для рассматриваемой подстанции могут быть приняты два ТСЗ по 63 кВт·А.

9 Молниезащита и заземление

9.1 Молниезащита ГПП

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование подстанции, при котором возможны разрушения, загорание, взрывы оборудования при прохождении по нему тока молнии. Ток молнии вызывает электромагнитное, тепловое и механическое воздействие на объекты.

Молниезащиту подстанции выполняем при помощи шести стержневых молниеотводов высотой $h = 20$ м, четыре из которых установлены на линейных порталах, а два - на отдельно стоящих металлических опорах.

Высота объекта по его боковым сторонам $h_x = 9$ м.

В случае выполнения молниезащиты многократным молниеотводом стержневого типа зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Для данного технологического объекта согласно [12] тип зоны защиты Б, категория устройства молниезащиты II.

Подходы к подстанции со стороны воздушной линии электропередач защищаются тросовыми молниеотводами.

Зона (радиус) защиты одного стержневого молниеотвода, м

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (9.1)$$

где h_a – активная высота молниеотвода, м;
 h_x – высота защищаемого объекта, м;
 h – высота молниеотвода, м.

$$h_a = h - h_x, \quad (9.2)$$

$$h_a = 20 - 9 = 11,$$

$$r_x = 11 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{9}{20}} = 12,14.$$

Определим наименьшую ширину зоны защиты двух одинаковых молниеотводов на высоте h_x , м

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a}, \quad (9.3)$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

где a – расстояние между соседними молниеотводами, $a = 15,5$ м,

$$b_x = 4 \cdot 12,14 \cdot \frac{7 \cdot 9 - 15,5}{14 \cdot 9 - 15,5} = 20,87.$$

Сооружение высотой h_x защищено, если выполняется условие, м

$$D \leq 8 \cdot (h - h_x), \quad (9.4)$$

где D – наибольшая диагональ четырехугольника для четырех стержневых молниеотводов, м

$$D = \sqrt{15,5^2 + 13,9^2} = 20,82.$$

Проверим условие:

$$20,82 < 8 \cdot (20 - 9) = 88.$$

Условие выполняется.

Защиту подстанции от грозовых перенапряжений, приходящих с ЛЭП-35 кВ, осуществим ограничителями перенапряжения ОПН-35. На ОРУ-35 кВ устанавливаем по два комплекта ОПН-35.

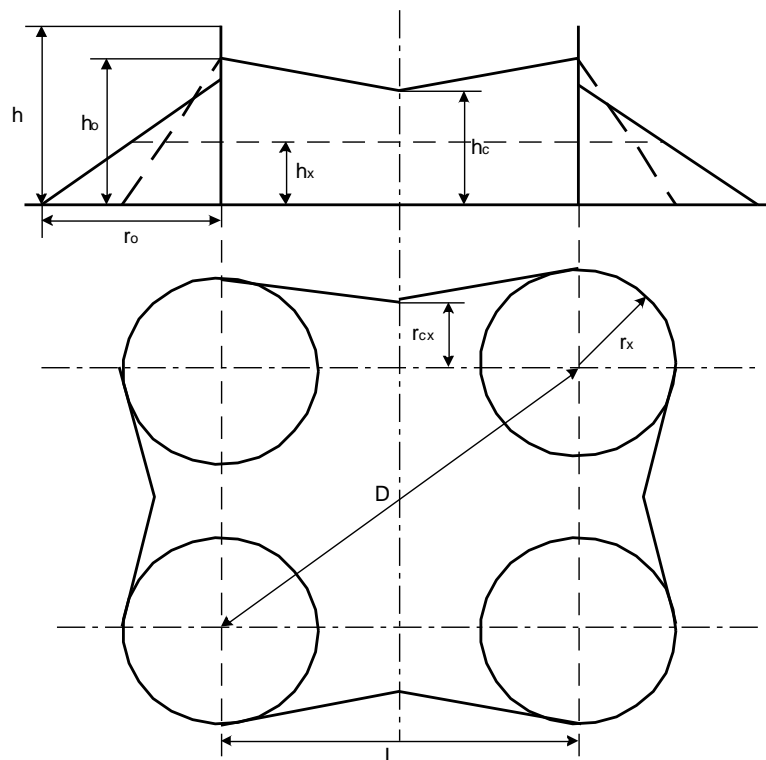


Рисунок 9.1 – Зона защиты молниеотвода

9.2 Расчёт защитного заземления ГПП

При прикосновении человека к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением или к металлическим частям, которые оказываются под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции токоведущих частей, может произойти поражение электрическим током.

Чтобы обеспечить безопасность людей, работающих на установках напряжением до 1000В и выше необходимо сооружать заземляющие устройства и заземлять металлические части электрического оборудования и электрических установок.

Произведём расчёт заземления ГПП. Грунт в месте сооружения суглинок, климатическая зона – 3, естественное заземление не используется.

Предлагается сооружение заземлителя по периметру площади. В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром 15 мм и длиной 2 м, которые погружаются в грунт методом ввёртывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа – стальные полосы толщиной не менее 4 мм.

Для сетей выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть $R \leq 250 / I$, но не более 10 Ом, где I - расчетный ток замыкания на землю, А [12], поэтому за расчётное принимаем $R_3 = 10$ Ом.

Предварительно, с учётом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей по периметру. Сопротивление искусственного заземлителя при отсутствии естественных заземлителей принимаем равным допустимому сопротивлению заземляющего устройства $R_{\text{и}} = R_3 = 10$ Ом.

Расчётное удельное сопротивление грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей составят, Ом·м

$$\rho_{\text{рг}} = \rho_{\text{уд}} \cdot k_{\text{пг}}, \quad (9.5)$$

$$\rho_{\text{рв}} = \rho_{\text{уд}} \cdot k_{\text{пв}}, \quad (9.6)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивления грунта, Ом·м;

$k_{\text{пг}}$, $k_{\text{в}}$ - повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов.

Таким образом, расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей, Ом·м

$$\rho_{\text{рг}} = 100 \cdot 3,5 = 350,$$

$$\rho_{\text{рв}} = 100 \cdot 1,5 = 150.$$

Сопротивление растекания одного вертикального электрода стержневого типа, Ом

$$R_{0BЭ} = \frac{\rho_{\text{р.в.}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (9.7)$$

где l - длина электрода, м;
 d - диаметр электрода, м;
 t - расстояние от поверхности земли до середины стержня заземлителя, м.

$$R_{0BЭ} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{15 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 70,2.$$

Примерное число вертикальных заземлителей

$$N = \frac{R_{0BЭ}}{k_{из} \cdot R_{II}}, \quad (9.8)$$

где $k_{из}$ - коэффициент использования заземлителей, учитывающий взаимное экранирование стержней.

$$N = \frac{70,2}{0,66 \cdot 0,5} = 212,7.$$

Принимаем 213 вертикальных электродов.

Расчётное сопротивление горизонтальных электродов, Ом

$$R_{pГ.Э} = \frac{\rho_{\text{р.г.}}}{2 \cdot \pi \cdot l \cdot k_{изЭ}} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (9.9)$$

$$R_{pГ.Э} = \frac{350}{2 \cdot 3,14 \cdot 60 \cdot 0,3} \cdot \ln \frac{60^2}{0,015 \cdot 0,7} = 39,46.$$

Уточняем необходимое сопротивление горизонтальных электродов, Ом

$$R_{BЭ} = \frac{R_{pГ.Э} \cdot R_{II}}{R_{pГ.Э} - R_{II}}, \quad (9.10)$$

$$R_{B.Э.} = \frac{39,46 \cdot 0,5}{39,46 - 0,5} = 0,506 .$$

Определяем число вертикальных электродов при коэффициенте использования $k_{иВ} = 0,61$.

$$N = \frac{R_{0B.Э.}}{k_{иВ.} \cdot R_{B.Э.}}, \quad (9.11)$$

$$N = \frac{70,2}{0,61 \cdot 0,506} = 227,43 .$$

Окончательно принимаем к установке 228 горизонтальных электродов, расположенных по контуру ГПП.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

10 Релейная защита силового трансформатора ТМ-4000/35

Релейной защитой называются специальные защитные устройства, выполняемые при помощи реле и других аппаратов, предназначены для отключения выключателей в установках выше 1000 В или автоматическими выключателями в установках менее 1000 В повреждённого элемента системы электроснабжения, если данные повреждения представляют собой непосредственную опасность для этой системы или воздействуют на сигнализацию, если опасность отсутствует.

Для защиты трансформатора устанавливаются шкафы типа ШЭ2607 производства ООО НПП ЭКРА.

Использование микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики позволяет реализовать:

- все необходимые виды защит присоединений 35 кВ;
- индикацию измеряемых величин на встроенном дисплее;
- хранение информации;
- регистрацию и хранение аварийных параметров;
- установку и изменение уставок защит по локальной сети;
- дистанционное управление коммутационным аппаратом по локальной сети.

Для защиты трансформатора рассмотрим 4 вида защиты:

- Максимальная токовая защита – от внешних коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита – защита от перегрузок и ненормальных режимов работы;
- Газовая защита трансформатора – от внутренних повреждений в трансформаторе;
- Токсовая отсечка – от всех видов КЗ.

Рассчитаем релейную защиту трансформатора типа ТД-4000/35.

Максимальный рабочий ток трансформатора, А

$$I_{p \max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_t}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}}, \quad (10.1)$$

$$I_{p \max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,38.$$

Схема соединения трансформаторов тока на стороне ВН - треугольник. Определим первичный ток трансформатора на стороне ВН, А

$$I_1^{1TA} = K_{сх} \cdot I_{p \max}^{BH}, \quad (10.2)$$

где $K_{сх}$ - коэффициент схемы.

$$I_1^{1TA} = \sqrt{3} \cdot 92,38 = 160.$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов на стороне ВН равно 200 А, коэффициент трансформации $n_t = 200/5$

Максимальный рабочий ток силового трансформатора на стороне низшего напряжения, А

$$I_{p \max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{HH}}, \quad (10.3)$$

$$I_{p \max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 307,9.$$

Схема соединения трансформаторов тока на стороне низшего напряжения – неполная звезда. Определим первичный ток трансформаторов тока на стороне НН, А:

$$I_1^{2TA} = K_{\text{сх}} \cdot I_{p \max}^{HH}, \quad (10.4)$$

$$I_1^{2TA} = 1 \cdot 307,9 = 307,9.$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов на стороне НН равна 400 А, коэффициент трансформации $n_t = 400/5$.

Ток трехфазного КЗ на стороне ВН $I_{35}^{\bullet} = 1,9$ кА

Ток двухфазного КЗ на стороне ВН, кА

$$I_{35}^{\bullet} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{35}^{\bullet}}{2}, \quad (10.5)$$

$$I_{35}^{\bullet} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,9 = 1,65.$$

Ток трехфазного КЗ на стороне НН $I_{10,5}^{(3)} = 2,41$ кА.

Ток двухфазного КЗ на стороне НН приведенный к высокой стороне, кА

$$I_{10,5}^{\bullet} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{10,5}^{\bullet}}{2} \cdot \frac{U_{\text{НОМНН}}}{U_{\text{НОМВН}}}, \quad (10.6)$$

$$I_{10,5}^{\bullet} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2,41}{2} \cdot \frac{10,5}{35} = 0,63.$$

10.1 Защита при внешних коротких замыканиях

Защита от внешних КЗ служат для отключения трансформатора при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если защиты или выключатели этих элементов отказали в работе. Одновременно защита от внешних КЗ служит резервом к защите от внутренних повреждений.

Защитой от внешних КЗ является токовая максимальная защита (МТЗ).

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{c.з.}}{k_\theta} \cdot I_{p \max}^{BH}, \quad (10.7)$$

где k_n – коэффициент надежности;
 $k_{c.з.}$ – коэффициент самозапуска;
 k_θ – коэффициент возврата.

$$I_{c.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,1}{0,85} \cdot 92,38 = 155,42.$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{c.p.} = k_{cx} \frac{I_{c.з.}}{n_t}, \quad (10.8)$$

$$I_{c.p.} = \sqrt{3} \cdot \frac{155,42}{200 / 5} = 6,73.$$

Коэффициент чувствительности МТЗ для защиты трансформатора от токов внешних КЗ

$$K_\eta = \frac{I_{10,5}^{\bullet}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (10.9)$$

$$K_\eta = \frac{630}{155,42} = 4,05 > 1,5.$$

Защита обладает требуемой чувствительностью МТЗ для защиты.
Время срабатывания защиты трансформатора от токов внешних КЗ.
Время срабатывания защиты:

$$t_{c.з.} = t_{c.з.10,5} + \Delta t \quad (10.10)$$

10.2 Защита от перегрузки

Защитой от перегрузки является максимальная токовая защита. Защита от перегрузки выполняется действующей на сигнал. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках предусматривается выдержка времени.

Ток срабатывания, А

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{p\max}^{BH}, \quad (10.11)$$

где k_n – коэффициент надежности;
 k_g – коэффициент возврата.

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 92,38 = 114,12.$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{та}} \cdot I_{сз}, \quad (10.12)$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 114,12 = 4,94.$$

На чувствительность защиты от перегрузки не проверяется. Защита от перегрузок выполнена с двумя уставками по времени. Первая уставка продолжительностью 9-10 секунд действует на сигнал. Вторая уставка продолжительностью 30-40 минут действует на отключение выключателя.

10.3 Защита от внутренних повреждений в трансформаторе

Защита от внутренних повреждений в трансформаторах выполняется на базе газовых реле.

Повреждения в трансформаторе, возникающие в его кожухе сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель и когда они проходят по трубе, соединяющий кожух трансформатора и расширитель происходит срабатывание газового реле.

Газовое реле способно различать степень повреждения в трансформаторе. При малых повреждениях оно дает сигнал, при больших – производит отключение.

10.4 Токовая отсечка мгновенного действия

Токовая отсечка мгновенного действия – основная защита, обладающая абсолютной селективностью. Предназначена для защиты трансформатора от таких повреждений, как междуфазные КЗ на выводах трансформатора, одно-витковых замыканий в его обмотках, междуфазных КЗ в обмотках и «пожара в стали» сердечника.

Определим ток срабатывания защиты, А:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{p\max}^{BH}, \quad (10.13)$$

где k_n – коэффициент надежности, для ТОМД принимается $k_n = 1,4$.

$$I_{с.з.} = 1,4 \cdot 92,38 = 129,33$$

Ток срабатывания реле, А

$$I_{с.р.} = \sqrt{3} \cdot \frac{129,33}{200/5} = 5,6$$

Коэффициент чувствительности токовой защиты

$$K_q = \frac{I_{35}^{\underline{e}}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (10.9)$$

$$K_q = \frac{1650}{129,33} = 12,76 > 2.$$

Защита удовлетворяет всем требованиям.

11 Безопасность проекта

В данном дипломном проекте для обеспечения необходимого уровня безопасности приняты следующие меры:

- выбор оборудования по токам короткого замыкания;
- применение и строгий контроль уровня изоляции токоведущих частей;
- молниезащита и заземление проектируемой подстанции;
- релейная защита для предотвращения аварийных ситуаций;
- описаны защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением при устройстве и эксплуатации подстанции;
- рассмотрены средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования и шагового напряжения на подстанции;
- защита от выделения вредных веществ;
- снижение вредного воздействия шума;
- пожарная безопасность.

11.1 Идентификация и анализ опасных и вредных факторов, условий и причин их проявления в электроустановке ГПП

В данном дипломном проекте электроустановка включает в себя воздушные линии электропередачи и понижающую подстанцию 35/10 кВ, предназначенную для питания завода по производству запасных деталей к тракторам.

К опасным производственным факторам на заводе по производству запасных деталей к тракторам относятся:

- электрический ток (напряжение внешнего электроснабжения – 35 кВ, внутреннего – 10 кВ переменного тока промышленной частоты 50 Гц;
- раскаленные тела (котельная, цех горячего эмалирования и т. д.);
- возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов.

К вредным производственным факторам относятся:

- неблагоприятные метеорологические условия (при работах на ОРУ);
- запыленность и загазованность воздушной среды (производственные цеха);
- воздействие шума, вибрации (силовые трансформаторы, цеха основного и вспомогательного производства).

Проектируемая подстанция является открытой.

Подстанция по условиям электробезопасности относится к категории выше 1000 В.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

В отношении опасности поражения людей электрическим током проектируемая подстанция относится к объектам особой опасности, так как в зависимости от погодных условий может возникать повышенная влажность, проводящий «пол» и т. д.. При этом следует учесть, что опасность поражения током в электроустановках усугубляется тем, что наличие напряжения на токоведущих частях не обнаруживается человеком, без применения специальных приборов.

В данной схеме используются двухобмоточные трансформаторы с изолированной нейтралью.

Питание подстанции осуществляется двумя воздушными линиями напряжением 35 кВ, на переменном токе промышленной частоты 50 Гц

Основными условиями поражения в проектируемых электроустановках являются:

- доступ к открытым частям под напряжением из-за отсутствия или нарушения ограждений, укрытий, изоляции, блокировок, отступления от правил выбора высоты и др.;

- внезапное появление напряжения на металлических корпусах и кожухах электрооборудования в результате нарушений изоляции при ее старении, механических повреждениях, перегрузок оборудования, атмосферных и коммутационных перенапряжений, перехода напряжения с высокой стороны на низкую в преобразователях (трансформаторах), наведенного напряжения, коротких замыканий и т. п.;

- внезапное появление напряжения шага при коротких замыканиях тока на землю через упавший токопровод, нарушенную изоляцию кабеля, металлический корпус (кожух) электрооборудования и тело человека, случайно оказавшиеся под напряжением и др.;

- случайное появление напряжения на отключенных токоведущих частях в процессе ремонта вследствие ошибочных включений, обратной трансформации тока, наведенного напряжения, остаточных емкостных токов, всевозможных перетоков и др.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 11.1

Таблица 11.1 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

Род тока	U, В	I, mA
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3

Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности действия не более 10 минут в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения. Для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше

25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники рассматриваемые в проекте относятся к II-й категории. Это электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих.

На подстанции установлено электрооборудование, разъединители, трансформаторы, выключатели, шины, токопроводы и т.д., при изготовлении которых применяются пожароопасные материалы и вещества.

Пожары на ГПП согласно [ГОСТ 27331-87] относятся к пожарам класса «Е» (горение электроустановок), а так же «В1» (горение жидких веществ, не растворимых в воде – трансформаторное масло) и «А2» (горение твердых веществ, не сопровождаемое тлением - изоляция).

Пожарная опасность подстанции обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючей является изоляция обмоток электрических машин, трансформаторов, различных электромагнитов, проводов и кабелей.

Категория пожароопасности ГПП согласно [НПБ 105-03] – В_н.

К пожароопасным веществам и материалам относятся трансформаторное масло, изоляционные материалы и взрывоопасные газы.

При эксплуатации трансформаторов максимально допустима температура нагрева верхних слоев масла, которая не должна превышать 55°. Температура вспышки масла не ниже +135 °С, нижний концентрационный предел воспламенения – 0,291%, температура воспламенения – 270 °С. Согласно ПУЭ территория ГПП относится к категории П-3.

Основные причины пожаров на ГПП:

Короткие замыкания и замыкания на землю при механических повреждениях изоляции, токоведущих частей, старение изоляции, старение и загрязнение трансформаторного масла, перегрев токоведущих частей при перегрузках и перенапряжениях.

11.2 Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением при устройстве и эксплуатации подстанции

Для предотвращения случайного приближения человека, машин на опасные расстояния на данной ГПП 35/10 кВ, предусматриваются следующие меры:

Расположение открытых токоведущих частей на недоступной высоте, создания ограждения, прокладывания кабелей в траншеях или в других труднодоступных местах, доступ в ЗРУ людей по специальному допуску.

Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением приведены в таблице 11.2.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Таблица 11.2 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановки, кВ	Расстояние до токоведущих частей, м	
	от людей и инструмента	от грузоподъемных машин и механизмов
35	1	1,5
6	0,6	1

При приближении на меньшие расстояния возникает опасность поражения электрической дугой, действие которой оказывает на организм человека термическое, биологическое, электролитическое, механическое и психологическое действие.

Применение механической и электрической защиты, которые обеспечивают надёжность ограждений и автоматического отключения напряжения при вскрытии опасных зон и прямого попадания и воздействия на эти зоны человека.

Выставление или вывешивание опознавательных знаков и плакатов (предупредительных, указательных, предписывающих, запрещающих).

Осуществление периодического контроля изоляции.

На подстанции завода производятся периодические испытания изоляции, позволяющие контролировать ее состояние, своевременно выявлять и устранять дефекты, тем самым, предупреждая аварии.

При вводе в эксплуатацию нового оборудования (трансформатора, выключателя и т.д.) или оборудования вышедшего из ремонта, изоляция подвергается приемо-сдаточным испытаниям. Приемосдаточных испытаний регламентируются соответствующими инструкциями.

Испытание изоляции проводят напряжением в 2-3 раза превышающим номинальное рабочее напряжение испытуемого оборудования. При данных испытаниях дефекты изоляции обнаруживаются вследствие пробоя и последующего прожига изоляции.

Для испытания изоляции применяются мегомметр, которым измеряются сопротивления изоляции электрических машин, трансформаторов, электропроводок и сравниваются с нормами, регламентированными в ПУЭ и ПТЭ.

В течение всего времени работы электроустановки производится постоянный контроль изоляции, т.е. измерение сопротивления изоляции под рабочим напряжением.

11.3 Средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования и шагового напряжения на подстанции

С целью предупреждения вероятности случайного появления напряжения на металлических нетоковедущих частях, корпусах, кожухах, электрооборудования и шагового напряжения, а также для снижения степени поражения электрическим током на подстанции применяются:

- выбор оборудования по токам короткого замыкания (раздел 8);
- изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль;
- защитное отключение (релейная защита) при коротких замыканиях (дифференциальная защита от междуфазных КЗ и газовая защита), перегрузках, и перенапряжениях коммутационных, и атмосферных (от перегрузки), пробоях напряжения на металлических корпусах электрооборудования (защита замыкания на землю). Релейная защита трансформатора выполнена в разделе 10;
- защитное заземление ОРУ - это преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, занос потенциала, разряд молнии и т.п.). Расчет защитного заземления выполнен в разделе 9.1;
- защита от прямых ударов молнии – предусматривается молниезащита, рассмотрена в разделе 9.2.
- защита от атмосферных и коммутационных перенапряжений путём установки ОПН; выбор ОПН представлен в разделе 8.

11.4 Микроклимат производственных помещений, жесткость погоды

Независимо от наружных условий для создания и автоматического поддержания в цехах и в помещении ЗРУ 10 кВ оптимальных значений температуры, влажности и скорости движения воздуха, в холодное время года используется водяное отопление, в теплое время года применяется кондиционирование воздуха.

11.5 Выделение вредных веществ

К основным источникам выделения вредных веществ на заводе по производству запасных деталей к тракторам относятся силовые трансформаторы и маслonaполненное оборудование ГПП.

Работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожного покрова. Так же для создания требуемых условий воздушной среды в производственных помещениях завода по производству запасных деталей к тракторам используется приточная и вытяжная вентиляция.

Приточная вентиляция служит для защиты людей от охлаждения проникающим через ворота холодным воздухом. Работа завес основана на том, что подаваемый воздух к воротам выходит через специальный воздуховод с ще-

лью под определенным углом с большой скоростью (до 10–15 м/с) навстречу входящему холодному потоку и смешивается с ним. Полученная смесь более теплого воздуха поступает на рабочие места или (при недостаточном нагреве) отклоняется в сторону от них. При работе завес создается дополнительное сопротивление проходу холодного воздуха через ворота.

Применение вытяжной вентиляции основано на улавливании и удалении вредных веществ непосредственно у источника их образования.

11.6 Шум

На заводе источником шума являются силовые трансформаторы, а также механизмы, задействованные на основном и вспомогательном производстве.

Для снижения шума на заводе применяются следующие методы:

- уменьшение шума на пути его распространения при помощи звукоизоляции (перегородки, стены, перекрытия, кабины, кожухи, экраны, двери, оконные проемы.);
- применение средств коллективной и индивидуальной защиты (вкладыши, наушники, шлемы);
- регламентированные перерывы.

11.7 Пожарная безопасность при устройстве и эксплуатации подстанции

Пожарная опасность подстанции обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючей является изоляция обмоток электрических машин, трансформаторов, различных электромагнитов, проводов и кабелей.

Наибольшую опасность представляют маслонаполненные аппараты силовые и измерительные трансформаторы.

Силовые трансформаторы опасны выделением горючих газов, не исключен взрыв газовой смеси, выброс горячего масла.

Значительную пожарную опасность представляют коммутационные аппараты открытого типа и открытые плавкие предохранители, в которых при отключении, а также при перегорании вставки возникает опасное искрообразование. Поэтому рубильники, переключатели и плавкие предохранители применяются закрытого исполнения.

Электродуговая сварка представляет большую опасность возникновения пожара, поскольку в зоне горения электрической дуги развивается очень высокая температура и, кроме того, вокруг сварочного рабочего места выбрасываются крупные части расплавленного металла.

Причинами пожара могут быть:

- короткие замыкания;
- перегрузки;
- перегрев изоляции, ее старение;

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

- выброс горящего масла;
- удары молнии;

Для предупреждения возникновения пожара в трансформаторах предусмотрены следующие меры:

Релейная защита (дифференциальная токовая защита, максимальная токовая защита, газовая защита трансформатора, средства контроля состояния изоляции) предупреждающие одно и многофазные замыкания в обмотках и выводах, снижение уровня масла и др.

Средства эффективного охлаждения в процессе работы (радиаторы, вентиляторы).

Средства контроля изоляции трансформаторного масла.

При тушении загораний в трансформаторе, он должен быть отключен со всех сторон.

Для тушения пожаров используются огнетушители порошковые (ОП-5, ОП-10), войлок, песок, который находится в ящиках, рядом с противопожарными щитами и инструментом.

11.8 Расчёт освещения территории ГПП

Для территории ГПП необходимо охранное освещение в ночное время суток. Произведём расчёт точечным методом [22].

Исходные данные:

- светильники типа СПО – 200 Вт (торшерный светильник уличного освещения);

- световой поток 2950 лм;

- нормируемая освещённость в точке А – $E_n = 0,5$ лк;

- высота расположения светильников $h = 6$ м;

- ширина территории – 20,9 м;

- длина территории - 44,5 м;

- коэффициент запаса для светильников с лампами накаливания $K_3 = 1,3$;

Расположение светильников – на опорах с двух сторон в шахматном порядке.

Определим относительную суммарную освещённость в расчётной точке А (равноудалённая точка от всех источников освещения, показана на рисунке 11.1), лк

$$\varepsilon_{\Sigma} = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_3 \cdot h^2}{\Phi_{\text{л}}}, \quad (11.1)$$

$$\varepsilon_{\Sigma} = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 1,3 \cdot 6^2}{2950} = 7,9.$$

Поскольку минимальная освещённость в точке А создаётся одновременно тремя ближайшими светильниками, то относительная освещённость условной лампы, лк

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_{\Sigma}}{3}, \quad (11.2)$$

$$\varepsilon = \frac{7,9}{3} = 2,6.$$

По кривым относительной освещённости по полученному значению ε определяем расстояние, на которое распространяет свет один светильник из выражения

$$\frac{h}{d} = 0,4, \quad (11.3)$$

где d – расстояние, на которое распространяет свет один светильник, м.
Отсюда

$$d = \frac{h}{0,4}, \quad (11.4)$$

$$d = \frac{6}{0,4} = 15.$$

Таким образом, шаг светильника составит, м

$$L = 2 \cdot \sqrt{d^2 - b^2}, \quad (11.5)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{15^2 - 6^2} = 27,5.$$

На рисунке 11.1 представим схему расположения светильников на территории ГПП.

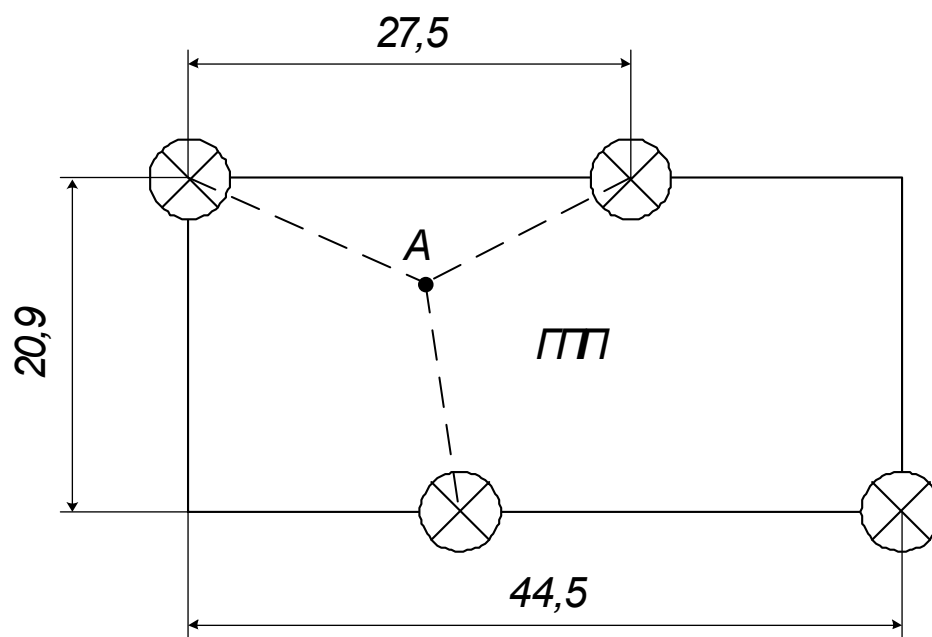


Рисунок 11.1 – Схема расположения светильников, освещающих территорию ГПП

12 Средства защиты применяемые в электроустановках

Все средства защиты, применяемые в электроустановках должны отвечать требованиям соответствующих ГОСТов.

При работах в распределительных устройствах применяются следующие виды средств защит:

1. Электрозащитные средства
2. Средства защиты от электрических полей
3. Средства индивидуальной защиты

12.1 Электрозащитные средства

Электрозащитные средства – это средства защиты, которые применяют от поражения электрическим током, необходимые для обеспечения эффективной электробезопасности при работах в распределительных устройствах.

Все электрозащитные средства делятся на две группы:

- основные;
- дополнительные.

Основные электрозащитные средства – это изолирующие электрозащитные средства, у которых изоляция долгое время способна выдерживать рабочее напряжение сети, и с помощью которых разрешено производить работы под напряжением на токоведущих частях.

Дополнительные электрозащитные средства – это изолирующие электрозащитные средства, которые не защищают человека от поражения электрическим током, а только являются дополнением к основным средствам защиты. А также они предназначены для защиты работающего от шагового напряжения и напряжения прикосновения.

По классу напряжения электрозащитные средства разделяются:

- до 1000 В;
- выше 1000 В.

12.1.1 Основные электрозащитные средства

Перечень всех изолирующих электрозащитных средств, относящихся к категории основные выше 1000 В:

- различные изолирующие штанги;
- изолирующие клещи;
- указатели высокого напряжения;
- различные устройства для электрических измерений и испытаний в распределительных устройствах (указатели напряжения для фазировки, устройства для прокола кабелей, электроизмерительные клещи и другое);

– различные устройства и специальные средства защиты, необходимые для работ в электроустановках выше 110 кВ, сюда не относятся штанги для выравнивания и переноса потенциала.

К изолирующим электрозащитным средствам до 1000 В относят:

- изолирующие штанги;
- изолирующие клещи;
- указатели низкого напряжения (УНН, Контакт-55ЭМ);
- электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- ручной инструмент (изолирующий).

12.1.2 Дополнительные электрозащитные средства

Изолирующие электрозащитные средства, относящиеся к категории дополнительных выше 1000 В.

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрический коврик;
- изолирующая подставка;
- изолирующие колпаки и накладки;
- штанги для выравнивания и переноса потенциала;
- изолирующие стеклопластиковые (диэлектрические) стремянки и приставные лестницы.

Дополнительные электрозащитные средства до 1000 В:

- диэлектрические галоши;
- диэлектрический коврик;
- изолирующая подставка;
- изолирующие колпаки, покрытия и накладки;
- штанги для выравнивания и переноса потенциала;
- изолирующие стеклопластиковые (диэлектрические) стремянки и приставные лестницы.

12.1.3 Назначение и применение диэлектрических перчаток

Диэлектрические перчатки применяются для защиты рук (пальцев, ладоней) от поражения электрическим током.

Диэлектрические перчатки являются основным изолирующим электрозащитным средством в электроустановке до 1000 В и дополнительным изолирующим электрозащитным средством в электроустановке выше 1000 В.

Диэлектрические перчатки бывают:

- бесшовные;
- со швом;

- пятипалые;
- двухпалые.

В электроустановках разрешено применять диэлектрические перчатки ТОЛЬКО с обозначением «Э_в» и «Э_н». Согласно ГОСТ 12.4.103-83 (п.2, таблица), маркировка Э_в (доп) обозначает защиту от электрического тока напряжением выше 1000 В в качестве дополнительного средства защиты, а Э_н – защиту от электрического тока напряжением до 1000 В, в качестве основного средства защиты.

Диэлектрические перчатки должны быть по длине не меньше 35 см и должны беспрепятственно одеваться на рукава верхней одежды.

Во время работ при низких (отрицательных) температурах, для защиты рук от холода, необходимо под диэлектрические перчатки одевать трикотажные перчатки.

Во время эксплуатации диэлектрических перчаток необходимо проводить их испытания. Периодичность испытаний диэлектрических перчаток составляет 1 раз в полгода.

Схема испытания диэлектрических перчаток представлена на рисунке 12.1.

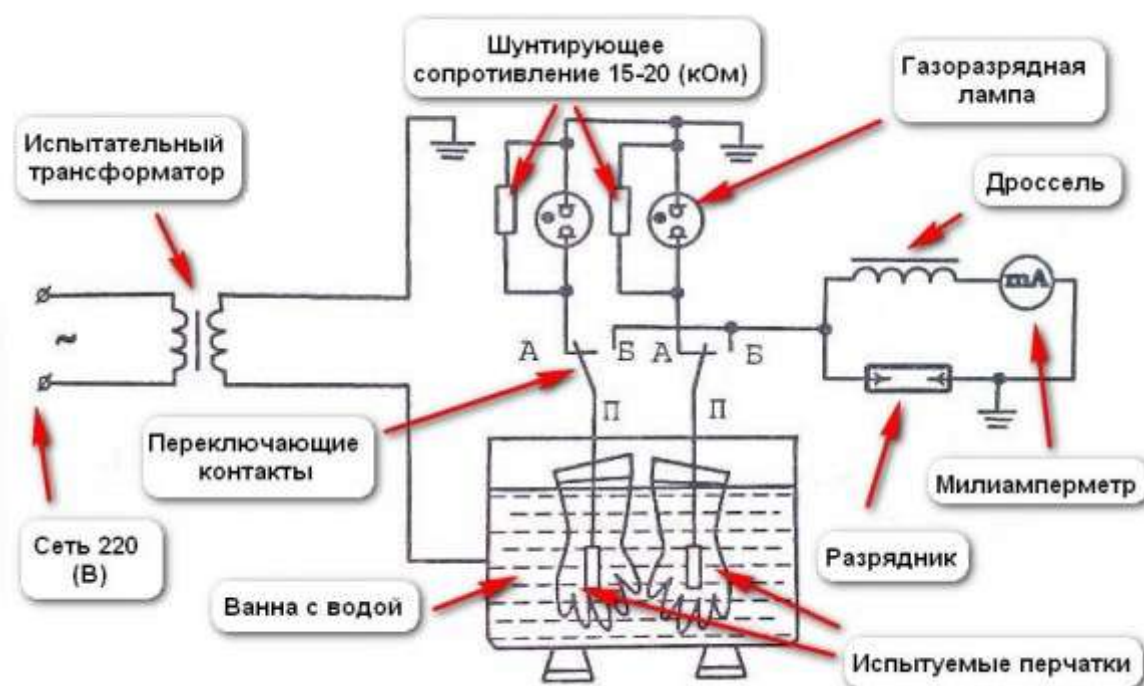


Рисунок 12.1 – Схема испытания диэлектрических перчаток

Перед проведением испытания диэлектрических перчаток необходимо переключающие контакты поставить в положение А, тем самым определяя, наличие, либо отсутствие пробоя. Затем переключающие контакты ставим в положение Б и производим замер тока, проходящего через перчатку.

Внутри перчаток и в ванну набирается вода температурой от 10 до 40 градусов. Уровень воды должен быть на 45-55 мм ниже краев. Края перчаток и ванны должны быть сухими.

Испытательное напряжение составляет 6 кВ, и подается на корпус ванны и электрод, который опускается в воду внутрь диэлектрической перчатки. Продолжительность испытания составляет 1 минуту. Ток, проходящий через перчатки должен быть не более 6 мА.

Если во время испытаний возникает пробой или ток, проходящий через перчатки превышает норму, то диэлектрические перчатки признаются бракованными и дальнейшая их эксплуатация запрещена.

После проведения испытаний диэлектрических перчаток их необходимо просушить и поставить на них штамп испытания. Далее делается запись в журнале испытаний средств защиты, форма которого представлена на рисунке 12.2.

ЖУРНАЛ УЧЕТА И СОДЕРЖАНИЯ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ									
(наименование средства защиты, тип)									
Ин в. №	Дата испытани я	Дата следующ его испытани я	Дата периодическ ого осмотра	Результат периодическ ого осмотра	Подпись лица, производив шего осмотр	Место нахожде ния	Дата выдачи в индивидуаль ное пользование	Подпись лица, получившег о СИЗ в индивидуаль ное пользование	Примеча ние

Примечания:

1. Периодические осмотры проводятся не реже одного раза в 3 мес. для переносных заземлений и противоголовок и не реже одного раза в 6 мес. для остальных средств защиты.

2. При выдаче протокола об испытании сторонним организациям номер протокола указывается в графе «Примечание».

Рисунок 12.2 – Форма журнала учёта и содержания средств защиты

Перед применением диэлектрических перчаток их необходимо осмотреть. Во время осмотра следует обращать внимание на следующее:

- штамп испытаний;
- механические повреждения;
- загрязнение;
- увлажнение;
- наличие проколов и трещин.

Проверка диэлектрических перчаток на наличие проколов осуществляется путем их скручивания в сторону пальцев.

Для защиты перчаток от механических повреждений допускается поверх перчаток надевать кожаные или брезентовые рукавицы.

Во время работы в диэлектрических перчатках строго запрещено их края заворачивать.

Во время эксплуатации диэлектрических перчаток их рекомендуется промывать мыльным или содовым раствором, после чего тщательно просушить.

12.1.4 Специальная диэлектрическая обувь

К специальной диэлектрической обуви относятся:

- диэлектрические боты;
- диэлектрические галоши.

Диэлектрические боты и галоши применяют для защиты человека от напряжения шага, или как его еще называют, шаговое напряжение.

Диэлектрические боты и галоши являются только дополнительным изолирующим электрозащитным средством в открытых (без наличия осадков) и закрытых электроустановках.

Диэлектрические боты рекомендовано применять в электроустановках всех классов напряжения. А вот диэлектрические галоши – только в электроустановках до 1000 В.

Обозначение по защитным свойствам:

- диэлектрические боты – Э_в;
- диэлектрические галоши – Э_н.

Цвет диэлектрических бот и галош должен различаться по цвету от другой обуви, сделанной из резины.

У диэлектрических бот должен быть отворот. Высота диэлектрических бот должна составлять не менее 16 см.

Испытание диэлектрических бот и галош проводят аналогично диэлектрическим перчаткам (рисунок 12.1).

Диэлектрические боты или галоши устанавливают в ванне горизонтально. Уровень воды должен быть в пределах 45-55 (мм) от края отворотов бот, и 15-25 (мм) от краев галош.

Испытательное напряжение для испытания диэлектрических бот составляет 15 кВ. Продолжительность испытания составляет 1 минута. Ток, проходящий через боты должен быть не более 7,5 мА.

Периодичность испытания диэлектрических бот составляет 1 раз в 3 года.

Испытательное напряжение для испытания диэлектрических галош составляет 3,5 кВ. Продолжительность испытания составляет 1 минута. Ток, проходящий через перчатки должен быть не более 2 мА.

Периодичность испытания диэлектрических галош составляет 1 раз в год.

В помещениях электроустановок должны быть в наличии диэлектрические боты и галоши нескольких размеров.

Перед применением диэлектрических бот, либо галош, необходимо произвести их осмотр. Во время осмотра обратить внимание на следующее:

- штамп испытаний;
- механические повреждения;
- загрязнение;
- отслоение подкладки.

12.1.5 Диэлектрический коврик

Диэлектрический коврик (резиновый) в электроустановках до и выше 1000 В является только дополнительным электрозащитным средством. Его рекомендуется применять в закрытых и открытых распределительных устройствах. В последнем случае только при сухой погоде (без осадков).

Диэлектрические резиновые коврики выпускаются в соответствии с требованиями ГОСТ 4997-75 и делятся на 2 группы:

обычного исполнения (I)

маслобензостойкие (II)

Изготавливаются со следующими размерами:

- длина 50-80 см;
- ширина 50-120 см;
- толщина 0,5-0,7 см.

Коврик должен быть одним цветом и иметь рифленую лицевую сторону от скольжения. Глубина рифов составляет от 1 до 3 мм.

Диэлектрические коврики испытанию не подлежат.

Во время эксплуатации диэлектрических ковриков их необходимо осматривать. Периодичность осмотров составляет 1 раз в полгода. Осмотр должен проводить работник, который назначен ответственным за их состояние. Результаты осмотра заносятся в специальный журнал. Если коврик еще не был в эксплуатации, то перед применением он также должен быть осмотрен.

Если во время осмотра у коврика выявлены какие-либо механические повреждения, то он запрещен к дальнейшей эксплуатации и заменяется новым.

12.2 Средства защиты от электрических полей

Вторым видом средств защит являются средства защиты от электрических полей повышенной напряженности.

К ним относятся:

1. Индивидуальный экранирующий комплект – необходим для выполнения работ на потенциале земли в ОРУ (открытом распределительном устройстве) и на потенциале ВЛ (воздушной линии электропередачи)
2. Различные экранирующие устройства (переносные и съемные)
3. Плакаты и знаки безопасности:
 - запрещающие;
 - предупреждающие;
 - предписывающие;
 - указательный.
4. Переносное заземление.

12.2.1 Применение плакатов и знаков безопасности

Для начала рассмотрим для чего же применяются плакаты и знаки безопасности.

С помощью плакатов и знаков безопасности запрещаются конкретные действия с коммутационными аппаратами (высоковольтные выключатели, разъединители, рубильники, автоматические выключатели и т.п.), при ошибочном включении которых на рабочее место может быть подано напряжение. В этом случае применяют запрещающие плакаты.

С помощью плакатов и знаков безопасности предупреждается обслуживающий (ремонтный) персонал об опасности. Опасность заключается в приближении работника к токоведущим частям, которые находятся под напряжением, на расстояние менее допустимого. Также сюда можно отнести предупреждение о повышенной напряженности электрического поля. В этом случае применяют предупреждающие плакаты и знаки.

С помощью плакатов и знаков безопасности работникам разрешается производить определенные (конкретные действия), соответственно, при выполнении требований электробезопасности. В этом случае применяют предписывающие плакаты.

Указание места установки переносного заземления. В этом случае применяют указательный плакат.

Всего существует 13 плакатов и знаков безопасности. Запрещающих плакатов из них всего 4 штуки – «НЕ ВКЛЮЧАТЬ работают люди», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ работа на линии», «НЕ ОТКРЫВАТЬ работают люди» и «РАБОТА под напряжением повторно не включать».

Плакаты подразделяются на:

- постоянные;
- переносные.

На практике чаще используются переносные плакаты. Реже применяются постоянные плакаты. Например, на щитах ограждения, либо на сетках ограждений сборных шин.

Знаки могут быть только постоянными.

Постоянные плакаты и знаки необходимо изготавливать из электроизоляционных материалов. Применение плакатов и знаков из металлических материалов допускается только при одном условии – они должны быть установлены вдали от токоведущих частей.

Знаки, которые должны располагаться на бетонных и металлических поверхностях (столбы, ячейки бетонного распределительного устройства, двери подстанций) наносят красками с помощью трафаретов.

Переносные плакаты должны изготавливаться только из электроизоляционных материалов.

12.3 Средства индивидуальной защиты (СИЗ)

К средствам индивидуальной защиты (средства защиты, применяемые одним человеком) относятся:

- защитные пластиковые каски;
- защитные очки;
- щиты ограждения;
- различные респираторы и противогазы;
- рукавицы;
- предохранительные пояса и страховочные канаты;
- комплекты для защиты работающего от электрической дуги (термостойкие костюмы Номекс).

12.4 Порядок и общие правила пользования средствами защиты

Персонал, проводящий работы в электроустановках, должен быть обеспечен всеми необходимыми средствами защиты, обучен правилам применения и обязан пользоваться ими для обеспечения безопасности работ.

Средства защиты должны находиться в качестве инвентарных в помещениях электроустановок или входить в инвентарное имущество выездных бригад. Средства защиты могут также выдаваться для индивидуального пользования.

При работах следует использовать только средства защиты, имеющие маркировку с указанием завода-изготовителя, наименования или типа изделия и года выпуска, а также штамп об испытании.

Инвентарные средства защиты распределяются между объектами (электроустановками) и между выездными бригадами в соответствии с системой организации эксплуатации, местными условиями и нормами комплектования.

Такое распределение с указанием мест хранения средств защиты должно быть зафиксировано в перечнях, утвержденных техническим руководителем организации или работником, ответственным за электрохозяйство.

При обнаружении непригодности средств защиты они подлежат изъятию. Об изъятии непригодных средств защиты должна быть сделана запись в журнале учета и содержания средств защиты или в оперативной документации.

Работники, получившие средства защиты в индивидуальное пользование, отвечают за их правильную эксплуатацию и своевременный контроль за их состоянием.

Изолирующими электрозащитными средствами следует пользоваться только по их прямому назначению в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны (наибольшее допустимое рабочее напряжение), в соответствии с руководствами по эксплуатации, инструкциями, паспортами и т.п. на конкретные средства защиты.

Изолирующие электрозащитные средства рассчитаны на применение в закрытых электроустановках, а в открытых электроустановках – только в сухую погоду. В изморось и при осадках пользоваться ими не допускается.

На открытом воздухе в сырую погоду могут применяться только средства защиты специальной конструкции, предназначенные для работы в таких условиях. Такие средства защиты изготавливаются, испытываются и используются в соответствии с техническими условиями и инструкциями.

Перед каждым применением средства защиты персонал обязан проверить его исправность, отсутствие внешних повреждений и загрязнений, а также проверить по штампу срок годности.

Не допускается пользоваться средствами защиты с истекшим сроком годности.

При использовании электрозащитных средств не допускается прикасаться к их рабочей части, а также к изолирующей части за ограничительным кольцом или упором.

12.4.1 Порядок хранения средств защиты

Средства защиты необходимо хранить и перевозить в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они должны быть защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения.

Средства защиты необходимо хранить в закрытых помещениях.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, следует хранить в шкафах, на стеллажах, полках, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов (не ближе 1 м от них).

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, нельзя хранить внавал в мешках, ящиках и т.п.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в складском запасе, необходимо хранить в сухом помещении при температуре 0-30 °С.

Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В следует хранить в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

Средства защиты органов дыхания необходимо хранить в сухих помещениях в специальных сумках.

Средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для работ под напряжением следует содержать в сухом, проветриваемом помещении.

Средства защиты, находящиеся в пользовании выездных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках или чехлах отдельно от прочего инструмента.

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Средства защиты размещают в специально оборудованных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты. Места хранения должны быть оборудованы крючками или кронштейнами для штанг, клещей изолирующих, переносных заземлений, плакатов безопасности, а также шкафами, стеллажами и т.п. для прочих средств защиты.

12.4.2 Учёт средств защиты и контроль за их состоянием

Все находящиеся в эксплуатации электрозащитные средства и средства индивидуальной защиты должны быть пронумерованы, за исключением касок защитных, диэлектрических ковров, изолирующих подставок, плакатов безопасности, защитных ограждений, штанг для переноса и выравнивания потенциала. Допускается использование заводских номеров.

Нумерация устанавливается отдельно для каждого вида средств защиты с учетом принятой системы организации эксплуатации и местных условий.

Инвентарный номер наносят, как правило, непосредственно на средство защиты краской или выбивают на металлических деталях. Возможно также нанесение номера на прикрепленную к средству защиты специальную бирку.

Если средство защиты состоит из нескольких частей, общий для него номер необходимо ставить на каждой части.

В подразделениях предприятий и организаций необходимо вести журналы учета и содержания средств защиты.

Средства защиты, выданные в индивидуальное пользование, также должны быть зарегистрированы в журнале.

Наличие и состояние средств защиты проверяется периодическим осмотром, который проводится не реже 1 раза в 6 месяцев (для переносных заземлений – не реже 1 раза в 3 месяца) работником, ответственным за их состояние, с записью результатов осмотра в журнал, форма которого представлена на рисунке 12.2.

Электрозащитные средства, кроме изолирующих подставок, диэлектрических ковров, переносных заземлений, защитных ограждений, плакатов и знаков безопасности, а также предохранительные монтерские пояса и страховочные канаты, полученные для эксплуатации от заводов-изготовителей или со складов, должны быть проверены по нормам эксплуатационных испытаний.

На выдержавшие испытания средства защиты, применение которых зависит от напряжения электроустановки, ставится штамп по форме, указанной на рисунке 12.3.

Дата следующего испытания « ____ » _____ 20 ____ г.	№ _____ Год до _____ кВ
---	-------------------------

(наименование лаборатории)

Рисунок 12.3 – Форма штампа средств защиты, применение которых зависит от напряжения электроустановки

На средства защиты, применение которых не зависит от напряжения электроустановки (диэлектрические перчатки, галоши, боты и т.п.), ставится штамп формы, представленной на рисунке 12.4.

Дата следующего испытания « ____ » _____ 20__ г.

№ _____

(наименование лаборатории)

Рисунок 12.4 – Форма штампа средств защиты, применение которых не зависит от напряжения электроустановки

Штамп должен быть отчетливо виден. Он должен наноситься несмываемой краской или наклеиваться на изолирующей части около ограничительного кольца изолирующих электрозащитных средств и устройств для работы под напряжением или у края резиновых изделий и предохранительных приспособлений. Если средство защиты состоит из нескольких частей, штамп ставят только на одной части. Способ нанесения штампа и его размеры не должны ухудшать изоляционных характеристик средств защиты.

При испытаниях диэлектрических перчаток, бот и галош должна быть произведена маркировка по их защитным свойствам $\mathcal{E}_в$ и $\mathcal{E}_н$, если заводская маркировка утрачена.

На средствах защиты, не выдержавших испытания, штамп должен быть перечеркнут красной краской.

Изолированный инструмент, указатели напряжения до 1000 В, а также предохранительные пояса и страховочные канаты разрешается маркировать доступными средствами.

Результаты эксплуатационных испытаний средств защиты регистрируются в специальных журналах. На средства защиты, принадлежащие сторонним организациям, кроме того, должны оформляться протоколы испытаний.

13 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта были рассмотрены следующие вопросы:

- технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения предприятия.
- смета затрат на строительство схемы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам.
- калькуляция себестоимости продукции.
- технико-экономические показатели.

Технико-экономическое сравнение вариантов приведено в разделе 3. Расчет показал, что по приведённым затратам вариант 1 (35 кВ) более экономичен, чем вариант 2 (110 кВ). Исходя из этого, принято напряжение внешнего электроснабжения 35 кВ.

13.1 Смета затрат

После окончательного выбора схемы электроснабжения необходимо составить смету капитальных затрат на сооружение данной схемы с выделением соответствующих разделов.

Сметную стоимость элементов проектируемого объекта необходимо определять на основе “Укрупненных сметных норм” (УСН), которые в настоящее время разработаны для многих элементов систем электроснабжения.

Суммарные капиталовложения в схему электроснабжения определяются двумя составляющими, тыс. руб.

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma.КЛ} + K_{\Sigma.ОБОРУД} , \quad (13.1)$$

где $K_{\Sigma.КЛ}$ – суммарные капвложения в кабельные линии, тыс. руб.;

$K_{\Sigma.оборуд}$ – суммарные капвложения в оборудование, тыс. руб.

Суммарные капвложения в кабельные линии включают несколько составляющих: капвложения в траншеи, в оборудование, укладку кабеля и монтаж муфт.

Стоимость строительных работ определяется по формуле, тыс. руб.

$$\sum CCP = \sum_{i=1}^n K_{\text{уд.траншей}} \cdot l_{\text{траншей}}, \quad (13.2)$$

где $K_{\text{уд.траншей}}$ – удельная стоимость одного километра траншей, их автоматизированная копка и засыпка, тыс. руб.;

$l_{\text{траншей}}$ – длина траншей, км.

Стоимость монтажных работ составляет примерно 20% от стоимости самого кабеля.

Стоимость оборудования (материала кабеля) составляет, тыс. руб.

$$\sum COб = \sum_{i=1} K_{удКЛ} \cdot l_{iКЛ}, \quad (13.3)$$

где $K_{удКЛ}$ – удельная стоимость одного километра кабеля, тыс. руб.;
 $l_{iКЛ}$ – длина кабельной линии, км.

Перед определением общих капвложений в кабельные линии каждую их составляющую умножают на: территориальный коэффициент, который составляет 1,08, коэффициент удорожания цен с 1985 года на 2015 ($K_{удор} = 165$), и к общей сумме добавляют стоимость непредвиденных работ и затрат, которые составляют 5% от общих капвложений с учётом территориального коэффициента.

$$\sum K_{КЛ} = (K_{\Sigma,КЛ}^T + K_{\Sigma,КЛ}^T \cdot 0,05) \cdot K_{ПЕРЕСЧ}. \quad (13.4)$$

Полные капвложения в оборудование рассчитываются аналогично, тыс. руб.

$$\sum CCP = \sum_{i=1} K_{уд}^{CP} \cdot n_i, \quad (13.5)$$

$$\sum COб = \sum_{i=1} K_{уд}^{Об} \cdot n_i, \quad (13.6)$$

$$\sum CMP = \sum_{i=1} K_{уд}^{MP} \cdot n_i, \quad (13.7)$$

где $K_{уд}^{CP}$, $K_{уд}^{Об}$, $K_{уд}^{MP}$ – соответственно удельные показатели стоимости строительных работ на единицу оборудования, единицы оборудования, монтажных работ по ее установке и подключению, тыс. руб./шт.;

n_i – количество единиц одинакового оборудования.

Прочие затраты берутся в процентах от суммы строительно-монтажных работ:

- для 0,4 кВ составляет 30%;
- для 6-10 кВ составляет 26%;
- для 35 кВ составляет 25,8%;
- для 110 кВ составляет 24,7%;
- для 220 кВ составляет 16,9%.

Суммирование капвложений в оборудование также производится только после пересчета, с учётом территориального коэффициента, на цены 2015 года (территориальный коэффициент на строительные работы равен 1,41, на монтажные работы – 1,21, на оборудование – 1,07).

Для определения стоимости системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам в таблице 13.1 составлена смета, включающей в себя затраты на приобретение оборудования и приспособлений, на строительные и монтажные работы с учётом территориальных коэффициентов.

Смета составлена в ценах 2016 г. Сметная стоимость 122361,52 тыс. руб.

Таблица 13.1 – Смета на строительство схемы завода по производству запасных деталей к тракторам

Номер преysкy-ранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
		строи-тельных работ	монтаж-ных работ	оборудо-вания	прочих затрат	
Оборудование ГПП 35 кВ						
[2]	1. Разъединители – РНДЗ-1-35/1000 УХЛ1 0,057·6·196,6=67,24 0,019·6·196,6=22,41 0,19·6·196,6=224,12	67,24	22,41	224,12		
[2]	2. Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-1 0,36·12·196,6=849,31 0,12·12·196,6=283,1 1,19·12·196,6=2807,45	849,31	283,1	2807,45		
[2]	3. Выключатели – ВБЭК-35-25/630 УХЛ1 5,1·4·196,6=4010,64 1,7·4·196,6=1336,88 17,0·4·196,6=13368,8	4010,64	1336,88	13368,80		
[22]	4. ОПН/TEL-35/40,5-550УХЛ1 11,63·2=23,26 3,878·2=7,75 38,78·2=77,56	23,26	7,75	77,56		
[2]	5. Силовые трансформаторы ТМ-4000/35 2,61·2·196,6=1026,25 0,87·2·196,6=342,08 8,7·2·196,6=3420,84	1026,25	342,08	3420,84		
[2]	6. Линия АС-70 на стальных двухцепных опорах 24,2·15,0·196,6=71365,8			71365,8		
	Итого:	5976,70	1992,22	91264,57		
С учётом территориального коэффициента	5976,7·1,41=8427,15 1992,22·1,21=2410,59 91264,57·1,07=97653,09	8427,15	2410,59	97653,09		
Прочие затраты	(8427,15+2410,59)·0,258=2796,14				2796,14	
Итого по оборудованию 35 кВ	8427,15+2410,59+97653,09+2796,14=111286,96					111286,96
Оборудование ГПП 10 кВ						
[2]	1. Разъединители – РВФ-10/400 ПУЗ 0,07·4·196,6=55,21 0,023·4·196,6=18,4 0,234·4·196,6=184,02	55,21	18,4	184,02		
[22]	2. ОПНп-10/420/12,7-10-III-УЗ 0,41·2=0,82 1,6·2=3,2 40·2=80	0,82	3,2	80		

Продолжение таблицы 13.1 – Смета на строительство схемы завода по производству запасных деталей к тракторам

Номер преysкy-ранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования	прочих затрат	
[22]	3. Ячейки КРУ с выключателями ВВ/TEL-10-12,5/400У2 14,1·17= 239,7 5·17=85 44,4·17=810,9	239,7	85	810,9		
[22]	4. Ячейки КРУ с выключателями ВВ/TEL-10-12,5/630У2 14,1·3= 42,3 5·3=15 47,7·3=143,1	42,3	15	143,1		
[2]	5. Предохранители – ПКТ101-10-31,5-12,5 У3 0,075·4·196,6=58,98 0,025·4·196,6=19,66 0,25·4·196,6=234,25	58,98	19,66	234,25		
[22]	6. Трансформатор тока ТПЛК10 У3 3,075·40=123 0,72·40=28,8 10,25·40=410	123	28,8	410		
[2]	7. Ячейка с ТСЗ-63/10 кВ·А 0,41·2·196,6=161,21 0,06·2·196,6=23,59 2,055·2·196,6=808,03	161,21	23,59	808,03		
[22]	8. Трансформатор напряжения НАМИ-10-У2 7,76·2=15,52 0,84·2=1,68 19,4·2=38,8	15,52	1,68	38,8		
	Итого:	696,74	195,33	2709,10		
С учётом территориального коэффициента	696,74·1,41=982,41 195,33·1,21=236,35 2709,1·1,07=2898,73	982,41	236,35	2898,73		
Прочие затраты	(982,41+236,35)·0,26=316,88				316,88	
Итого по оборудованию ГПП 10 кВ	982,41+236,35+2898,73+316,88=4434,37					4434,37
Цеховое оборудование 10 кВ						
[2]	1. Трансформаторы – ТМ-400/10 0,17·4·196,6=133,69 0,61·4·196,6=479,7 1,3·4·196,6=1022,32	133,69	479,70	1022,32		
[2]	2. Трансформаторы – ТМ-630/10 0,2·2·196,6=78,64 0,71·2·196,6=279,17 1,97·2·196,6=774,6	78,64	279,17	774,60		
[2]	3. Трансформаторы – ТМ-1000/10 0,2·2·196,6=78,64 0,71·2·196,6=279,17 2,95·2·196,6=1159,94	78,64	279,17	1159,94		
	Итого	290,97	1038,05	2956,86		
С учётом территориального коэффициента	290,97·1,41=410,26 1038,05·1,21=1256,04 2956,86·1,07=3163,84	410,26	1256,04	3163,84		
Прочие затраты	(410,26+1256,04)·0,26=433,24				433,24	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП – 140211.65 ПЗ

Лист

78

Продолжение таблицы 13.1 – Смета на строительство схемы завода по производству запасных деталей к тракторам

Номер прейскуранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования	прочих затрат	
Итого по цеховому оборудованию 10 кВ	410,26+1256,04+3163,84+ +433,24=5263,39					5263,39
Цеховое оборудование 0,4 кВ						
[15]	1. Авт. выключатели ЭО6С 35·14=490			490		
Прочие затраты	490·0,3=147				147	
Итого по цеховому оборудованию 0,4 кВ	490+147=637					637
Итого по оборудованию	136817,53+5561,06+5236,39+ +637=148278,98					148278,98
Кабельные линии 10 кВ						
[15]	ПвП, F=16 мм ² , l=0,51 км 0,11·0,51·196,6=9,26 2,92·0,51·196,6=245,72		11,03	292,78		
[15]	ПвП, F=25 мм ² , l=0,18 км 0,11·0,18·196,6=3,27 3,39·0,18·196,6=100,68		3,90	119,96		
[15]	ПвП, F=35 мм ² , l=0,3 км 0,11·0,3·196,6=5,45 3,7·0,3·196,6=183,15		6,49	218,23		
	Итого:		21,42	630,97		
С учётом территориального коэффициента	(21,42+630,97)·1,08=704,58				704,58	
Непредвиденные работы и затраты	704,58·0,05=29,57				35,23	
Всего по КЛ:	704,58+35,23=739,81					739,81
Итого по смете	121621,71+739,81=122361,52					122361,52

13.2 Издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства

Издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства определяются как сумма расходов на заработную плату, страховые взносы, расходы на ремонт и прочие расходы:

$$И_c = И_{зп, сн} + И_{рем} + И_a + И_{пр}, \quad (13.8)$$

где $И_c$ – издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства;
 $И_{зп, сн}$ – расходы на заработную плату и страховые взносы;
 $И_{рем}$ – расходы на ремонт;
 $И_a$ – расходы на амортизацию;
 $И_{пр}$ – прочие расходы.

13.2.1 Расходы на заработную плату и страховые взносы

Составляющие расходов на заработную плату:

1. Заработная плата основная (за отработанное время);
2. Заработная плата дополнительная (за неотработанное время) – 7,5% от основной заработной платы;
3. Отчисления на страховые взносы (с основной и дополнительной) заработной платы – 30%

В том числе:

- пенсионный фонд – 22%
- фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%
- фонд социального страхования – 2,9%.

Для расчета заработной платы необходимо определить численность работающих.

Расчет численности эксплуатационного персонала ведется по трудоемкости. За основу расчетов берутся сметы по оборудованию и КЛ. Нормы трудоемкости задаются по справочнику [6] по видам ремонтов. Расчет трудоемкости представлен в таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Расчет суммарной трудоемкости всех видов ремонтов

Оборудование	Кол.	Норма трудоемкости ре-монта, чел.ч.			Всего (×0,87)
		капит.	средн.	текущ.	
Оборудование ГПП 35 кВ					
1 Разъединители - РНДЗ-1-35/1000 УХЛ1	6	12	3	6	(109,62)
2 Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-1	12	12	0	3,5	(161,82)
3 Выключатели - ВБЭК-35-25/630 УХЛ1	4	25	0	7	(111,36)
4 ОПН/TEL-35/40,5-550УХЛ1	2	4	2	0	(13,92)
5 Силовые трансформаторы ТМ-4000/35	2	720	144	71	(1626,9)
6. Воздушная линия АС-70	15	0	0	10	(130,5)
Оборудование ГПП 10 кВ					
1 Разъединители РВФ-10/630 ПУЗ	4	3	0	1	16
2 ОПНп-10/420/12,5-10-III УЗ	2	4	2	0	16
3 Ячейки КРУ с выключателями ВВ/TEL-10-12,5/400У2	17	24	0	7	527
4 Ячейки КРУ с выключателями ВВ/TEL-10-12,5/630У2	3	24	0	7	93
5 Предохранители ПКТ101-6-31,5-20 УЗ	4	4	2	0	24
6 Трансформатор тока ТПЛК10 УЗ	40	12	0	3	600
7 Ячейка с ТСЗ-63/10	2	130	25	2	314

Продолжение таблицы 13.2 – Расчет суммарной трудоемкости всех видов ремонтов

Оборудование	Кол.	Норма трудоемкости ремонта, чел·ч.			Всего (×0,87)
		капит.	средн.	текущ.	
8 Трансформаторы напряжения НАМИ-60-У2	2	25	8	0,5	67
Цеховое оборудование 10 кВ					
1 Трансформаторы ТМ-400/10	4	220	100	44	1456
2 Трансформаторы ТМ-630/10	2	242	109	48	798
3 Трансформаторы ТМ-1000/10	2	276	124	55	910
Цеховое оборудование 0,4 кВ					
1 Автоматические выключатели ЭО6С	14	21	0	6	378
Кабельные линии:					
1 ПвП	0,99	0	0	10	9,9
Итого суммарная трудоемкость всех видов работ					7363,02

Тарифный фонд заработной платы эксплуатационных рабочих, руб.

$$ЗП_{\text{т}}^{\text{э}} = C_{\text{т}}^{\text{э}} \cdot r_{\text{сп}} \cdot 1800, \quad (13.9)$$

где $C_{\text{т}}^{\text{э}}$ – тарифная ставка эксплуатационных рабочих при повременной оплате, руб./ч;

$r_{\text{сп}}$ – списочный состав рабочих, чел.;

1800 – действительный годовой фонд времени одного рабочего.

$$r_{\text{сп}} = 1,1 \cdot r_{\text{я}}, \quad (13.10)$$

где $r_{\text{я}}$ – явочный состав рабочих, чел.

$$r_{\text{я}} = \frac{\sum T_{\text{кстр}} \cdot K}{H_{\text{м}}}, \quad (13.11)$$

где $T_{\text{кстр}}$ – среднегодовая трудоемкость ремонтных работ силового оборудования и сетей, чел·ч (таблица 13.2);

$H_{\text{м}}$ – норма межремонтного обслуживания.

$$r_{\text{я}} = \frac{7363,02 \cdot 3}{1000} = 22,$$

$$r_{\text{сп}} = 1,1 \cdot 22 = 25,$$

$$ЗП_{\text{т}}^{\text{э}} = 68,42 \cdot 25 \cdot 1800 = 3078900.$$

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты, относящиеся к часовому, дневному и годовому фондам:

- премии составляют 25% от тарифного фонда заработной платы, руб.

$$П = 0,25 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{э}}, \quad (13.12)$$

$$П = 0,25 \cdot 3078900 = 769725,$$

- районный коэффициент составляет 50% от тарифного фонда заработной платы, руб.

$$РК = 0,5 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{э}}, \quad (13.13)$$

$$РК = 0,5 \cdot 3078900 = 1539450,$$

- ночные часы составляют 4,7% от тарифного фонда заработной платы, руб.

$$НЧ = 0,047 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{э}}, \quad (13.14)$$

$$НЧ = 0,047 \cdot 3078900 = 144708,3,$$

- плата за работу в праздничные дни (3% в году) оплачиваются в двойном размере с учетом количества занятого персонала (30-50%), руб.

$$ПД = 2 \cdot 0,03 \cdot 0,5 \cdot ЗП_{\text{т}}^{\text{э}}, \quad (13.15)$$

$$ПД = 2 \cdot 0,03 \cdot 0,5 \cdot 3078900 = 92367.$$

Дневной фонд заработной платы, руб.

$$ДФЗП = П + РК + НЧ + ПД + ЗП_{\text{м}}^{\text{э}}, \quad (13.16)$$

$$ДФЗП = 769725 + 1539450 + 144708,3 + 92367 + 3078900 = 5625150,3$$

Отпуска и выполнение государственных обязанностей – 7,5% от дневного фонда заработной платы, руб.

$$О = 0,075 \cdot ДФЗП, \quad (13.17)$$

$$О = 0,075 \cdot 5625150,3 = 421886,27$$

					ДП – 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Начисления на страховые взносы берутся в размере 30 % от основной и дополнительной заработной платы, руб.

$$CH = 0,3 \cdot (ДФЗП + O), \quad (13.18)$$

$$CH = 0,3 \cdot (5625150,3 + 421886,27) = 1814110,97.$$

Годовой фонд заработной платы, руб.

$$\Phi ЗП = ДФЗП + O + CH, \quad (13.19)$$

$$\Phi ЗП = 5625150,3 + 421886,27 + 1814110,97 = 7861147,54$$

Расчёт годового фонда заработной платы эксплуатационных рабочих представим в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Расчёт годового фонда заработной платы эксплуатационных рабочих

Наименование доплаты	Обозначение	Сумма, руб.
Тарифный фонд заработной платы	ЗП _т ^э	3078900,00
Премии	П	769725,00
Районный коэффициент	РК	1539450,00
Ночные часы	НЧ	144708,30
Праздничные дни	ПД	92367,00
Итого	ДФЗП	5625150,30
Отпуска	О	421886,27
Начисления на страховые взносы	СН	1814110,97
Фонд заработной платы	ФЗП	7861147,54

13.2.2 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт включают основную и дополнительную зарплату ремонтного персонала, стоимость материальных ресурсов на ремонтные нужды и цеховые расходы.

Тарифная зарплата ремонтных рабочих, находящихся на сдельной оплате труда определяется как, руб.

$$ЗП_{т}^p = C_{т}^p \cdot \Sigma T, \quad (13.20)$$

где $C_{т}^p$ – средняя тарифная ставка сдельщиков, руб./ч;

T – среднегодовая трудоемкость ремонтных работ оборудования или сетей, чел·ч (таблица 13.2).

$$3\Pi_T^P = 78,69 \cdot 7363,02 = 579396,04.$$

Тарифная оплата труда дополнительная.

- премии составляют 25% от тарифного фонда заработной платы, руб.

$$\Pi = 0,25 \cdot 3\Pi_T^P, \quad (13.21)$$

$$\Pi = 0,25 \cdot 579396,04 = 144849,01,$$

- районный коэффициент составляет 50% от тарифного фонда заработной платы, руб.

$$PK = 0,5 \cdot 3\Pi_T^P, \quad (13.22)$$

$$PK = 0,5 \cdot 579396,04 = 289698,02,$$

- ночные часы составляют 4,7% от тарифного фонда заработной платы, руб.

$$HЧ = 0,047 \cdot 3\Pi_T^P, \quad (13.23)$$

$$HЧ = 0,047 \cdot 579396,04 = 27231,61,$$

- плата за работу в праздничные дни (3% в году) оплачиваются в двойном размере с учетом количества занятого персонала (30-50%), руб.

$$ПД = 2 \cdot 0,03 \cdot 0,5 \cdot 3\Pi_T^P, \quad (13.24)$$

$$ПД = 2 \cdot 0,03 \cdot 0,5 \cdot 579396,04 = 106231,5.$$

Дневной фонд заработной платы, руб.

$$ДФЗП = \Pi + PK + HЧ + ПД + 3\Pi_m^P, \quad (13.25)$$

$$ДФЗП = 144849,01 + 289698,02 + 27231,61 + 106231,5 + 579396,04 = 1147406,19$$

Отпуска и выполнение государственных обязанностей – 7,5% от дневного фонда заработной платы, руб.

$$O = 0,075 \cdot ДФЗП, \quad (13.26)$$

$$O = 0,075 \cdot 1147406,19 = 86055,46.$$

Начисления на страховые взносы берутся в размере 30 % от основной и дополнительной заработной платы, руб.

$$CH = 0,3 \cdot (ДФЗП + О), \quad (13.27)$$

$$CH = 0,3 \cdot (1147406,19 + 86055,46) = 370038,5.$$

Годовой фонд заработной платы, руб.

$$\Phi ЗП = ДФЗП + О + CH, \quad (13.28)$$

$$\Phi ЗП = 1147406,19 + 86055,46 + 370038,5 = 1603500,15.$$

Таблица 13.4 – Расчёт годового фонда заработной платы ремонтного персонала

Наименование доплаты	Обозначение	Сумма, руб.
Тарифный фонд заработной платы	ЗП _т ^р	579396,04
Премии	П	144849,01
Районный коэффициент	РК	289698,02
Ночные часы	НЧ	27231,61
Праздничные дни	ПД	106231,50
Итого	ДФЗП	1147406,19
Отпуска	О	86055,46
Начисления на страховые взносы	CH	370038,50
Фонд заработной платы	ФЗП	1603500,15

Вторая составляющая затрат на ремонт определяет стоимость материалов, полуфабрикатов, запасных частей и т. п. и принимается как 300% от основной заработной платы ремонтных рабочих, руб.

$$M = 3 \cdot ЗП_m^p, \quad (13.29)$$

$$M = 3 \cdot 579396,04 = 1738188,13.$$

Цеховые расходы планируются в размере 100-120 % от основной заработной платы ремонтных рабочих, руб.

$$ЦР = 1,2 \cdot ЗП_m^p, \quad (13.30)$$

$$ЦР = 1,2 \cdot 579396,04 = 695275,25.$$

Затраты на ремонт, руб.

$$ЗР = \Phi ЗП + М + ЦР, \quad (13.31)$$

$$ЗР = 1603500,15 + 1738188,13 + 695275,25 = 4036963,54.$$

Представим в таблице 13.5 суммарные затраты на ремонт.

Таблица 13.5 – Затраты на ремонт

Статьи расходов	Сумма, руб.
1 Заработная плата	1603500,15
2 Материалы	1738188,13
3 Цеховые расходы	695275,25
Итого	4036963,54

13.2.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления определяются исходя из норм амортизации и капитальных вложений дифференцировано по каждой группе основных фондов (кабельные линии, подстанции и т.п.)

$$А = Н_a \cdot К, \quad (13.32)$$

где $Н_a$ – норма амортизации, отн. ед.

$К$ – капитальные вложения.

Годовая норма амортизации, в процентах, определяется по сроку полезного использования оборудования, $T_{\text{полисп}}$, [1, стр. 100-101] по выражению, %

$$Н_a = 1 / T_{\text{полисп}}. \quad (13.33)$$

Данные расчётов сведены в таблицу 13.6.

Таблица 13.6 – Амортизационные отчисления

Элементы основных фондов	Срок полезного использования, лет	Нормы амортизации, %	Капитальные вложения, тыс. руб.	Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.
Оборудование ГПП 35 кВ	15	6,66	111286,96	7419,13
Оборудование ГПП 10 кВ	10	10	4434,37	443,44
Оборудование цеховое 10 кВ	10	10	5263,39	526,34
Оборудование цеховое 0,4кВ	5	20	637,00	127,40
Кабели силовые	15	6,66	739,81	49,32
Итого			122361,52	8516,31

13.2.4 Прочие расходы

Прочие расходы принимаются в размере 0,5-1 % от основной заработной платы эксплуатационного персонала, руб.

$$ПР = 0,01 \cdot ЗП_{\text{м}}^{\text{э}}, \quad (13.34)$$

$$ПР = 0,01 \cdot 3078900 = 30789.$$

Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства представлены в таблице 13.7.

Таблица 13.7 – Издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства

Наименование статей расходов	Сумма	
	тыс. руб.	% к итогу
1 Заработная плата основная и дополнительная с начислениями на страховые взносы	7861,15	38,45
2 Затраты на ремонт	4036,96	19,75
3 Амортизационные отчисления	8516,31	41,65
4 Прочие расходы	30,79	0,15
Итого:	20445,21	100

Таким образом, издержки по эксплуатации общезаводской части энергохозяйства составляют 22259,91 тыс. руб.

13.3 Калькуляция себестоимости продукции

Себестоимость единицы электроэнергии складывается из стоимости 1 кВт·ч электроэнергии и издержек по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства, приходящихся на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии.

Плата за потребленную электроэнергию, тыс. руб.

$$П = \beta \cdot \mathcal{E}_{\text{п}}, \quad (13.35)$$

где β – ставка по одноставочному тарифу руб./кВт·ч.
Потребляемая электроэнергия, тыс. кВт·ч

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}}, \quad (13.36)$$

где $P_{\text{м}}$ – величина максимума нагрузки, МВт;
 $T_{\text{м}} = 4000$ ч – число часов использования максимума нагрузки.

$$\mathcal{E}_\Pi = 3,83 \cdot 4000 = 15320 ,$$

$$\Pi = 3,055 \cdot 15320 = 46802,6 .$$

Потери в элементах схемы: $\Delta\mathcal{E} = 227,75$ тыс. кВт·ч (см. раздел 3.2).

Полезно используемая электроэнергия, тыс. кВт·ч.

$$\mathcal{E}_{\text{ПОЛЕЗ.}} = \mathcal{E}_{\text{ПОТР}} - \Delta\mathcal{E}, \quad (13.37)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ПОЛЕЗ.}} = 15320 - 227,75 = 15092,25 .$$

Себестоимость определяется из отношения расходов к полезно используемой электроэнергии, руб./кВт·ч.

$$C_9 = \frac{\Pi + I_c}{\mathcal{E}_{\text{полез}}}, \quad (13.38)$$

$$C_9 = \frac{46802,6 + 20445,21}{15092,25} = 4,46 .$$

Таблица 13.8 – Калькуляция себестоимости по одноставочному тарифу

Показатели и статьи расходов	Единицы измерения	Абсолютная величина
1 Потребленная энергия	тыс. кВт·ч	15320,00
2 Годовой максимум нагрузки	кВт	3830,70
3 Ставка по тарифу за потребленную электроэнергию (с учетом НДС)	руб./кВт·ч	3,055
4 Плата за потребленную электроэнергию	тыс. руб.	46802,60
5 Годовые издержки по эксплуатации общезаводской части электрохозяйства	тыс. руб.	20445,21
6 Всего расходов	тыс. руб.	67247,81
7 Потери электроэнергии	тыс. кВт·ч	227,75
8 Полезно используемая электроэнергия	тыс. кВт·ч	15092,25
9 Себестоимость 1 кВт/ч потребл. эл. энергии	руб./кВт·ч	4,46

13.4 Техничко-экономические показатели системы электроснабжения

В заключение экономической части необходимо привести таблицу с основными технико-экономическими показателями проектируемой системы электроснабжения. В таблицу включены следующие показатели (см. табл. 13.9).

Таблица 13.9 – Основные технико-экономические показатели системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам

Показатели	Обозначение	Единица измерения	Количество
1 Установленная мощность	P_y	кВт	5260,0
2 Расчетная мощность	P_p	кВт	3830,7
3 Полная мощность	S	кВ·А	3647,75
4 Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{вн}$	кВ	35
5 Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{ин}$	кВ	10
6 Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,764
7 Количество, тип и мощность трансформаторов на ГПП	2×ТМ-4000/35		
8 Конструктивное выполнение ГПП	Схема с выключателями и разъединителями		
9 Максимальная заявленная мощность	P_m	кВт	3830,7
10 Количество цеховых подстанций и их мощность	4×400; 2×630; 4×1000		
11 Принятая схема внутреннего электроснабжения	Радиальная		
12 Потребление электрической энергии предприятием за год	$\mathcal{E}_п$	тыс. кВт·ч	15320
13 Компенсируемая реактивная мощность	$Q_{нк}$ $Q_{вк}$	квар	1204 1800
14 Потери активной мощности	ΔP	кВт	61,4
15 Потери энергии	$\Delta \mathcal{E}_{пот}$	тыс. кВт·ч	227,75
16 Капитальные затраты на электрооборудование предприятия	K	тыс. руб.	122361,52
17 Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности	$K_{уд}$	тыс. руб./кВт	23,26
18 Годовые издержки по обслуживанию электрооборудования и сетей	$I_{год}$	тыс. руб.	20445,21
19 Численность персонала	$r_{сп}$	чел.	25
20 Годовой фонд основной и дополнительной заработной платы эксплуатационного персонала	$\Phi ЗП$	тыс. руб.	7861,15
21 Коэффициент обслуживания	K_o	чел/МВт	4,75
22 Стоимость электроэнергии (плата энергосистеме)	Π_Σ	тыс. руб.	46802,6
23 Расход электроэнергии на единицу продукции	$\bar{\mathcal{E}}_н$	кВт·ч	200
а) Нормативный расход электроэнергии	$\bar{\mathcal{E}}_\phi$		197,03
б) Фактический расход электроэнергии			
24 Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии	$c_\mathcal{E}$	руб./кВт·ч	4,46

Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности, тыс. руб./кВт

$$K_{уд} = \frac{K}{P_y} \quad (13.37)$$

Коэффициент обслуживания, чел/МВт

$$K_o = \frac{r_{сн}}{P_y} \quad (13.38)$$

Количество выпущенной продукции, тыс. шт.

$$B = \frac{\mathcal{E}}{\bar{\mathcal{E}}_н}, \quad (13.39)$$

где $\mathcal{E}_н$ – номинальный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч/ед.

Фактический расход электроэнергии на единицу выпущенной продукции, кВт·ч/ед.

$$\bar{\mathcal{E}}_ф = \frac{\mathcal{E}_{полезн.}}{B}, \quad (13.40)$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: Учеб. пособие для вузов/ Федоров, А. А., Старкова, Л. Е – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

2 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

3 Электрические кабели, провода и шнуры [Текст]: Справочник/ Под редакцией Белорусова, Н. И., – 5-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.

4 Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Учебник для вузов/ Федоров, А. А., Каменева, В. В. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с., ил.

5 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст]: Учебник для студентов высших учебных заведений/ Кудрин, Б. И. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.

6 Электроснабжение [Текст]: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко, Л. С., Рубан, Т. П., Сизганова, Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

7 Справочник энергетика промышленных предприятий [Текст]: В. А. Гольстрем, А. С. Иваненко – К.: Техніка, 1977. – 464 с.

8 Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети. Расчеты параметров и режимов работы электрических сетей [Текст]: Учеб. пособие: в 2 ч. Ч. 1 / Герасименко, А. А., Чупак, Т. М. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 222 с.

9 Рубан, Т.П. Методические указания к выполнению экономической части дипломного проекта для студентов специальности 0303 – “Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства”/ Сост. Т.П. Рубан; КрПИ. – Красноярск, 1986. – 35 с.

10 Справочник по электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. - К.: Техніка, 1985. – 279 с., ил.

11 Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст]: учеб. для вузов / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

12 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005. – 854 с.

13 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, с изменениями и дополнениями. – Москва: издание ЭМАС 2003. – 192 с.

14 Охрана труда в электроустановках / Под. ред. Б. А. Князевского. М. Энергоатом издат, 1983. – 336 с.

15 Основы экологии. Уч. пособие /В. Н. Кормилицын, М. С. Цицкишвили, Б. И. Яламов. М.: МПУ, 1997. – 368 с.

16 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2-й выпуск (по состоянию на 1 ноября 2005г.) Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005. – 253 с.

17 Безопасность жизнедеятельности в техносфере. Уч. Пособие / Под ред. О. И. Русака, В. Я. Кондрасенко. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – 431с.

18 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

19 ГОСТ Р. 12.1.004.-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

20 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов.

21 НПБ 110-99. Нормы пожарной безопасности. Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими устройствами пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации.

22 Справочная книга для проектирования электрического освещения/Под ред. Кнорринга, Г.М., - Л.: «Энергия», 1976. – 384с.

23 www.elinsvo.ru

24 www.etm.ru

25 СТО 4.2-07-2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности [Текст].

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов короткого замыкания

Выбор базисных условий

$$S_b := 100$$

$$U_{b1} := 37$$

$$U_{b2} := 10.5$$

$$U_{b3} := 0.4$$

$$I_{b1} := \frac{S_b}{\sqrt{3} U_{b1}} \quad I_{b2} := \frac{S_b}{\sqrt{3} U_{b2}} \quad I_{b3} := \frac{S_b}{\sqrt{3} U_{b3}}$$

$$I_{b1} = 1.56 \quad I_{b2} = 5.499 \quad I_{b3} = 144.338$$

Режимные параметры

$$G_S \quad E_1 := 1$$

$$H \quad E_2 := 0.85$$

$$M \quad E_3 := 1.1$$

Системные параметры

Нагрузка Н

$$S_n := 0.63 \text{ MBA}$$

$$x_l := \frac{0.35 \cdot S_b}{S_n}$$

$$x_l = 55.556$$

$$r_l := \frac{x_l}{2.5}$$

$$r_l = 22.222$$

Синхронные двигатели М

$$k_I := 6.91 \quad K_{\Pi} := 2.22 \quad \cos \phi := 0.75 \quad \eta := 0.969 \quad n := 1 \quad P_{\text{НОМ}} := 0.4$$

$$x_{II} := \frac{1}{k_I} \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{K_{\Pi} \cdot \cos \phi}{k_I^2} \right)} \quad x_{II} = 0.142$$

$$x_2 := x_{II} \cdot \frac{S_b \cdot \eta \cdot \cos \phi}{n \cdot P_{\text{НОМ}}} \quad x_2 = 25.831 \quad r_2 := \frac{S_b \cdot \eta \cdot \cos \phi \cdot K_{\Pi}^2 \cdot \cos \phi}{n \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot k_I^3} \quad r_2 = 2.035$$

Л и н и я W1

$$R1 := 0.428$$

$$X1 := 0.432$$

$$L1 := 15$$

$$r3 := \frac{R1 \cdot L1 \cdot Sb}{Ub1^2}$$

$$r3 = 0.469$$

$$x3 := \frac{(X1 \cdot L1 \cdot Sb)}{Ub1^2}$$

$$x3 = 0.473$$

Л и н и я W2

$$R2 := 0.74$$

$$X2 := 0.099$$

$$L2 := 0.091$$

$$r4 := \frac{R2 \cdot L2 \cdot Sb}{Ub2^2}$$

$$r4 = 0.061$$

$$x4 := \frac{X2 \cdot L2 \cdot Sb}{Ub2^2}$$

$$x4 = 8.171 \times 10^{-3}$$

Л и н и я W3

$$R3 := 1.15$$

$$X3 := 0.113$$

$$L3 := 0.09$$

$$r5 := \frac{R3 \cdot L3 \cdot Sb}{Ub2^2}$$

$$r5 = 0.094$$

$$x5 := \frac{X3 \cdot L3 \cdot Sb}{Ub2^2}$$

$$x5 = 9.224 \times 10^{-3}$$

Т р а н с ф о р м а т о р T1

$$S_{ном} := 25 \text{ МВА} \quad U_{квн} := 17.5 \% \quad U_{кcn} := 6.5 \% \quad U_{квс} := 10.5 \%$$

$$P_k := 140 \text{ кВт}$$

$$U_{кв} := 0.5 \cdot (U_{квс} + U_{квн} - U_{кcn}) \quad U_{кв} = 10.75 \%$$

$$U_{кс} := 0.5 \cdot (U_{квс} + U_{кcn} - U_{квн}) \quad U_{кс} = -0.25 \%$$

$$U_{кн} := 0.5 \cdot (U_{квн} + U_{кcn} - U_{квс}) \quad U_{кн} = 6.75 \%$$

$$x6 := \frac{U_{кн} \cdot Sb}{100 \cdot S_{ном}} \quad x6 = 0.27 \quad r6 := \frac{P_k \cdot Sb \cdot 10^{-3}}{S_{ном}^2} \quad r6 = 0.022$$

$$x7 := 0 \quad r7 := 0$$

Т р а н с ф о р м а т о р T2

$$S_{nt2} := 4$$

$$U_{k2} := 7.5$$

$$dP_{k2} := 33.5$$

$$x8 := \frac{U_{k2} \cdot Sb}{100 \cdot S_{nt2}} \quad x8 = 1.875$$

$$r8 := \frac{(dP_{k2} \cdot Sb \cdot 10^{-3})}{S_{nt2}^2} \quad r8 = 0.209$$

Т р а н с ф о р м а т о р Т3

$$S_{nt3} := 0.63$$

$$U_{k3} := 5.5$$

$$dP_{k3} := 7.3$$

$$x_9 := \frac{U_{k3} \cdot S_b}{100 \cdot S_{nt3}} \quad x_9 = 8.73$$

$$r_9 := \frac{(dP_{k3} \cdot S_b \cdot 10^{-3})}{S_{nt3}^2} \quad r_9 = 1.839$$

Р а с ч ё т д л я К 1

$$x_{10} := x_6 + x_7 + x_3$$

$$r_{10} := r_6 + r_7 + r_3$$

$$x_{11} := x_1 + x_4 + x_9$$

$$r_{11} := r_1 + r_4 + r_9$$

$$x_{12} := x_2 + x_5$$

$$r_{12} := r_2 + r_5$$

$$x_{13} := \frac{x_{12} \cdot x_{11}}{x_{12} + x_{11}}$$

$$r_{13} := \frac{r_{12} \cdot r_{11}}{r_{12} + r_{11}}$$

$$E_4 := \frac{E_2 \cdot x_{12} + E_3 \cdot x_{11}}{x_{12} + x_{11}}$$

$$x_{14} := x_{13} + x_8$$

$$r_{14} := r_{13} + r_8$$

$$X_{1\Sigma} := \frac{x_{10} \cdot x_{14}}{x_{10} + x_{14}} \quad X_{1\Sigma} = 0.717 \quad R_{1\Sigma} := \frac{r_{10} \cdot r_{14}}{r_{10} + r_{14}} \quad R_{1\Sigma} = 0.401$$

$$E_{1\Sigma} := \frac{E_1 \cdot x_{14} + E_4 \cdot x_{10}}{x_{10} + x_{14}} \quad E_{1\Sigma} = 1.001$$

Р а с ч ё т д л я К 2

$$x_{15} := x_8 + x_{10}$$

$$r_{15} := r_8 + r_{10}$$

$$X_{2\Sigma} := \frac{x_{13} \cdot x_{15}}{x_{13} + x_{15}} \quad X_{2\Sigma} = 2.293 \quad R_{2\Sigma} := \frac{r_{13} \cdot r_{15}}{r_{13} + r_{15}} \quad R_{2\Sigma} = 0.516$$

$$E_{2\Sigma} := \frac{E_1 \cdot x_{13} + E_4 \cdot x_{15}}{x_{13} + x_{15}} \quad E_{2\Sigma} = 1.004$$

Р а с ч ё т д л я К 3

$$x_{16} := \frac{x_{12} \cdot x_{15}}{x_{12} + x_{15}} \quad r_{16} := \frac{r_{12} \cdot r_{15}}{r_{12} + r_{15}}$$

$$E_5 := \frac{E_1 \cdot x_{12} + E_3 \cdot x_{15}}{x_{12} + x_{15}}$$

$$x17 := x4 + x16$$

$$r17 := r4 + r16$$

$$x18 := x4 + x9$$

$$r18 := r4 + r9$$

$$X3\Sigma := \frac{x18 \cdot x17}{x18 + x17} \quad X3\Sigma = 1.874 \quad R3\Sigma := \frac{r18 \cdot r17}{r18 + r17} \quad R3\Sigma = 0.449$$

$$E3\Sigma := \frac{E5 \cdot x18 + E2 \cdot x17}{x18 + x17} \quad E3\Sigma = 0.975$$

Расчёт для К4

$$x19 := \frac{x11 \cdot x15}{x11 + x15} \quad r19 := \frac{r11 \cdot r15}{r11 + r15}$$

$$E6 := \frac{E2 \cdot x15 + E1 \cdot x11}{x11 + x15}$$

$$x20 := x19 + x5 \quad r20 := r19 + r5$$

$$X4\Sigma := \frac{x2 \cdot x20}{x2 + x20} \quad X4\Sigma = 2.3 \quad R4\Sigma := \frac{r2 \cdot r20}{r2 + r20} \quad R4\Sigma = 0.561$$

$$E4\Sigma := \frac{E3 \cdot x20 + E6 \cdot x2}{x2 + x20} \quad E2\Sigma = 1.004$$

Расчёт для К5

$$x21 := x17 + x19 \quad r21 := r17 + r19$$

$$X5\Sigma := \frac{x1 \cdot x21}{x1 + x21} \quad X5\Sigma = 4.504 \quad R5\Sigma := \frac{r1 \cdot r21}{r1 + r21} \quad R5\Sigma = 1.201$$

$$E5\Sigma := \frac{E5 \cdot x1 + E2 \cdot x21}{x1 + x21} \quad E5\Sigma = 0.996$$

Расчёт токов К3

$$Z\Sigma (R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 1} := Z\Sigma (R1\Sigma, X1\Sigma)$$

$$I_{K31} := \frac{E1\Sigma \cdot Ib1}{Z_{\Sigma 1}} \quad I_{K31} = 1.9 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\underline{Z_{\Sigma 2}} := Z_{\Sigma}(R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma})$$

$$Z_{\Sigma 2} = 2.293$$

$$I_{\kappa 32} := \frac{E_{2\Sigma} \cdot I_{b2}}{Z_{\Sigma 2}} \quad I_{\kappa 32} = 2.41 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\underline{Z_{\Sigma 3}} := Z_{\Sigma}(R_{3\Sigma}, X_{3\Sigma})$$

$$Z_{\Sigma 3} = 1.874$$

$$I_{\kappa 33} := \frac{E_{3\Sigma} \cdot I_{b2}}{Z_{\Sigma 3}} \quad I_{\kappa 33} = 2.86 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\underline{Z_{\Sigma 4}} := Z_{\Sigma}(R_{4\Sigma}, X_{4\Sigma})$$

$$Z_{\Sigma 4} = 2.3$$

$$I_{\kappa 34} := \frac{E_{4\Sigma} \cdot I_{b2}}{Z_{\Sigma 4}} \quad I_{\kappa 34} = 2.4 \quad \text{кА}$$

$$Z_{\Sigma}(R, X) := \begin{cases} \sqrt{R^2 + X^2} & \text{if } R > \frac{X}{3} \\ X & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$\underline{Z_{\Sigma 5}} := Z_{\Sigma}(R_{5\Sigma}, X_{5\Sigma})$$

$$Z_{\Sigma 5} = 4.504$$

$$I_{\kappa 35} := \frac{E_{5\Sigma} \cdot I_{b3}}{Z_{\Sigma 5}} \quad I_{\kappa 35} = 31.93 \quad \text{кА}$$

Определение ударного тока короткого замыкания

Определим постоянную времени затухания апериодической составляющей аварийного тока

$$\begin{aligned}T_{a1} &:= \frac{X1\Sigma}{(\pi \cdot R1\Sigma)} & T_{a1} &= 0.57 \\T_{a2} &:= \frac{X2\Sigma}{(\pi \cdot R2\Sigma)} & T_{a2} &= 1.414 \\T_{a3} &:= \frac{X3\Sigma}{(\pi \cdot R3\Sigma)} & T_{a3} &= 1.328 \\T_{a4} &:= \frac{X4\Sigma}{(\pi \cdot R4\Sigma)} & T_{a4} &= 1.305 \\T_{a5} &:= \frac{X5\Sigma}{(\pi \cdot R5\Sigma)} & T_{a5} &= 1.194\end{aligned}$$

Определим ударный коэффициент

$$\begin{aligned}K_{уд1} &:= 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a1}}} & K_{уд2} &:= 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} \\K_{уд1} &= 1.983 & K_{уд2} &= 1.993 \\K_{уд3} &:= 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a3}}} & K_{уд4} &:= 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a4}}} & K_{уд5} &:= 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a5}}} \\K_{уд3} &= 1.992 & K_{уд4} &= 1.992 & K_{уд5} &= 1.992\end{aligned}$$

Ударный ток в каждой точке КЗ

$$\begin{aligned}I_{уд1} &:= I_{кз1} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд1} & I_{уд1} &= 5.33 \text{ кА} \\I_{уд2} &:= I_{кз2} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд2} & I_{уд2} &= 6.78 \text{ кА} \\I_{уд3} &:= I_{кз3} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд3} & I_{уд3} &= 8.06 \text{ кА} \\I_{уд4} &:= I_{кз4} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд4} & I_{уд4} &= 6.76 \text{ кА} \\I_{уд5} &:= I_{кз5} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд5} & I_{уд5} &= 89.93 \text{ кА}\end{aligned}$$